

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев
«_____» _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01. Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Анализ методов борьбы с механическими примесями на Ванкорском
нефтегазовом месторождении

Руководитель _____ доцент, к.т.н.
подпись, дата

М.Т. Нухаев

Выпускник _____
подпись, дата

Н.В. Сухонина

Консультант:
Безопасность и экологичность _____
подпись, дата

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер _____
подпись, дата

С. В. Коржова

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Сухониной Наталье Викторовне

Группа ЗНБ-1304в1

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ методов борьбы с механическими примесями на Ванкорском нефтегазовом месторождении

Утверждена приказом по университету № _____ от _____ г.

Руководитель ВКР доцент, канд. техн. наук М.Т. Нухаев

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому газонефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР Геология месторождения; 2. Технологическая часть; 3. Специальная часть; 4. Экологичность и безопасность производства

Перечень графического материала Карта района месторождения; литолого-стратиграфический разрез; содержание запасов по продуктивным пластам; динамика проектных показателей разработки месторождения; распределение фонда скважин

Руководитель

подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

подпись

Н.В. Сухонина

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 79 страниц, 21 рисунок, 19 таблиц, 20 использованных источников.

НЕФТЬ, СКВАЖИНА, ЗАЛЕЖЬ, МЕТОДЫ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ, НАСОСНО-КОМПРЕССОРНАЯ ТРУБА, ФИЛЬТР.

Объектом исследования являются методы борьбы с механическими примесями на скважинах Ванкорского нефтегазового месторождения.

Цель работы – определение эффективного метода.

Выбор эффективного метода зависит от многих факторов, в частности от типа и свойств коллекторов, структуры и геологии месторождения, гранулометрического состава зёрен.

В данной исследовательской работе представлены геолого-промысловая характеристика и состояние разработки АО «Ванкорнефть», общие сведения о методах борьбы с мехпримесями и о погружном оборудовании, используемых методах с механическими примесями, а также рассмотрена возможность использования фильтров с гравийной набивкой, что позволило бы защитить оборудование от эрозии, выноса механических частиц на поверхность, сохранило и защитило конструкцию и оборудование горизонтального ствола.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геология месторождения.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	11
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	15
1.4 Физико-химические свойства нефти и газа.....	18
1.5 Запасы нефти и газа, КИН.....	21
2 Технологическая часть	
2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения.....	23
2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения.....	25
2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей.....	27
2.4 Анализ состояния фонда скважин.....	29
2.5 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на данном месторождении.....	31
2.6 Анализ выработки запасов нефти и эффективности реализуемой системы разработки.....	32
2.7 Осложняющие факторы.....	33
3 Специальная часть.....	36
3.1 Механизм возникновения и условия формирования мехпримесей.....	36
3.2 Последствия выноса механических примесей.....	38
3.3 Методы борьбы с механическими примесями.....	40
3.4 Выбор оптимального метода борьбы с механическими примесями на Ванкорском месторождении.....	45
3.4.1 Исследование проблемы выноса механических примесей из пласта на механизированном фонде скважин Ванкорского месторождения.....	45
3.4.2 Выбор оптимального способа механического крепления пласта.....	49
3.4.3 Выводы.....	62
4 Безопасность и экологичность проекта.....	63

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	64
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	65
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	66
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	69
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	70
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях....	73
4.7 Экологичность проекта.....	74
Заключение.....	76
Список сокращений.....	77
Список использованных источников.....	78

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Одной из причин, не позволяющей эффективно решить эту проблему, являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин, которые приводят к снижению производительности скважин и выходу из строя глубинных насосов, а, следовательно, к уменьшению добычи нефти.

На Ванкорском месторождении возникают следующие осложнения при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН: вынос механических примесей, отложения парафинов, солей, высокое газосодержание на приеме, и др.

Данная дипломная работа представляет собой анализ методов борьбы с одним из самых основных осложнений: выносом мехпримесей, а также включает в себя разработку мероприятий для уменьшения пескопроявлений без снижения дебита скважин Ванкорского месторождения.

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении

Ванкорское газонефтяное месторождение открыто в 1988 году. Административно расположено на территории Туруханского района Красноярского края, и лишь его северная часть находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на двух лицензионных участках. Право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка с целью добычи углеводородного сырья и геологического изучения недр южной части Ванкорского месторождения принадлежит АО «Ванкорнефть» на основании Лицензии КРР 12564 НР от 02.08.2004 г. (срок окончания соглашения 31.12.2017г.). На Северо-Ванкорском лицензионном участке АО «Ванкорнефть» осуществляет геологическое изучение и разработку северной части месторождения на основании Лицензии ДУД 14356 НР от 13.12.2007 г. (срок окончания лицензии 15.05.2025 г.). В настоящее время деятельность на территории Северо-Ванкорского участка осуществляет АО «Ванкорнефть». В настоящее время деятельность на территории Северо-Ванкорского участка осуществляет АО «Ванкорнефть».

Площадь Ванкорского месторождения составляет 447 кв. км. Рельеф местности равнинный (преобладающие высоты 20-60 м, максимальная 100 м). Значительная площадь ее сильно заболочена, имеются многочисленные озера. Поверхность равнины плоская и лишь изредка возвышаются одиночные холмы (сопки) высотой до 100 м. Вершины холмов округлые или плоские, склоны расчленены густой сетью речных долин.

Район изобилует реками и озерами. Наиболее крупной рекой в районе работ является р. Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Самые крупные озера имеют площадь 15-20 км². Берега озер низкие, дно песчаное или вязкое, вода в них пресная. Снабжение буровой питьевой и технической водой осуществляется из ближайшего озера, расположенного в 300 м.

Толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет 470-575 м, при средней их температуре $-2,5^{\circ}\text{C}$. Температурный режим верхнего слоя грунтов формируется исключительно под влиянием современных условий теплообмена в системе грунт-атмосфера.

Почвы глееватые в сочетании с заболоченными.

Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет $2,37-2,78^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Прогнозная температура пород на глубинах 2 км и 3 км соответственно равна 44°C и 68°C .

Растительный и животный мир характерен для зоны лесотундры. Деловой древесины в районе работ нет. Площадь сельхозугодий менее 20 %.

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода - 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха - минус 10°C . Наиболее холодные месяцы - декабрь, январь, февраль: средняя температура - минус 26°C , в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57°C . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой - южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра - 5 - 7 м/с. Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя - 0,5 - 1,0 м. Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных

(водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25 - 30 дней от 4 участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения - 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3 - 2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля 14 и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка — 20 - 25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

Крупных населенных пунктов на площади работ нет. Ближайший населенный пункт Игарка находится в 180 км на юго-востоке от месторождения. В данном городе находится аэропорт, который используется для доставки на месторождения грузов и персонала. Также в 220 км на северо-востоке находится г. Дудинка. Кроме этого поблизости находятся продовольственная база Сузун-берег в 138 км, Ванкор-берег в 18 км, Прилуки в 230 км и Геологический в 256 км (среднее удаление).

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо, водным транспортом, либо по зимней дороге. Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160 - 180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

Ванкорское месторождение рассматривается как первоочередной объект создания нового центра нефтедобывающей промышленности на севере Красноярского края.

Обзорная карта месторождения представлена на рисунке 1.1.

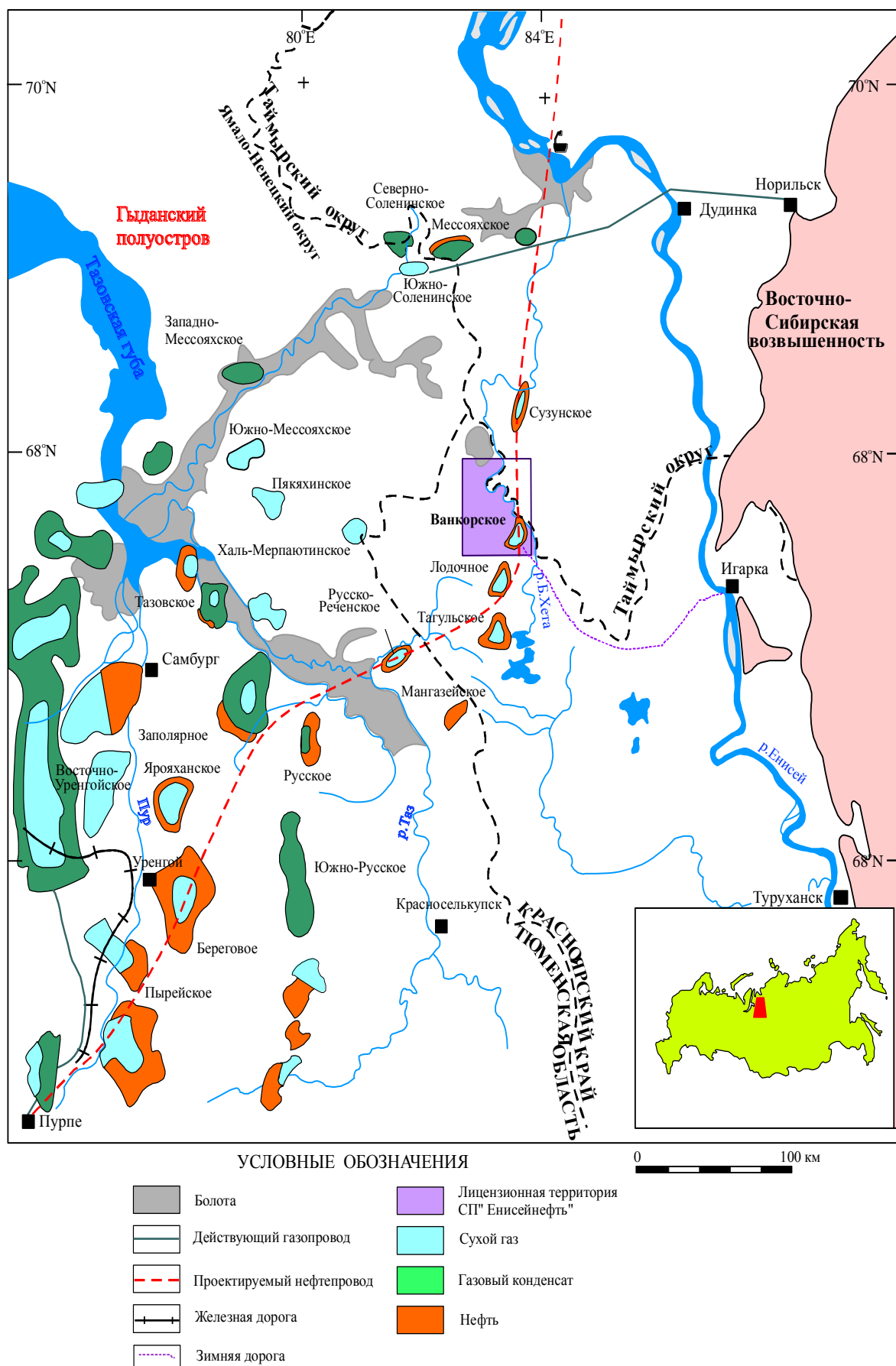


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района месторождения

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

На месторождении пробурено 6 поисковых, 6 разведочных и одна поисково-оценочная скважины, вскрывшие отложения нижнего мела.

В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.

Нижнехетская свита (K_1br-v_1) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80 м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10 м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт I^D . Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K_1v_1-h) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения). На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с этим залежи углеводородов не локализируются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицпод, обугленных растительных

остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K_{1br-a_1}) так же, как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевриты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита ($K_{1a_1-a_3}$) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевритов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевриты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт I^B . Толщина отложений свиты 432-441 м.

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а также салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты ($K_{1a_3-K_{2s}}$) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевритов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевриты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле

долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт I^A. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K₂t₁) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K₂t₂-st) литологически сложена песчаниками и алевролитами. Основной состав свиты – алевролиты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевролиты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты 310-31 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K₂kr-m) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

Литолого-стратиграфический разрез месторождения представлен на рисунке 1.2.

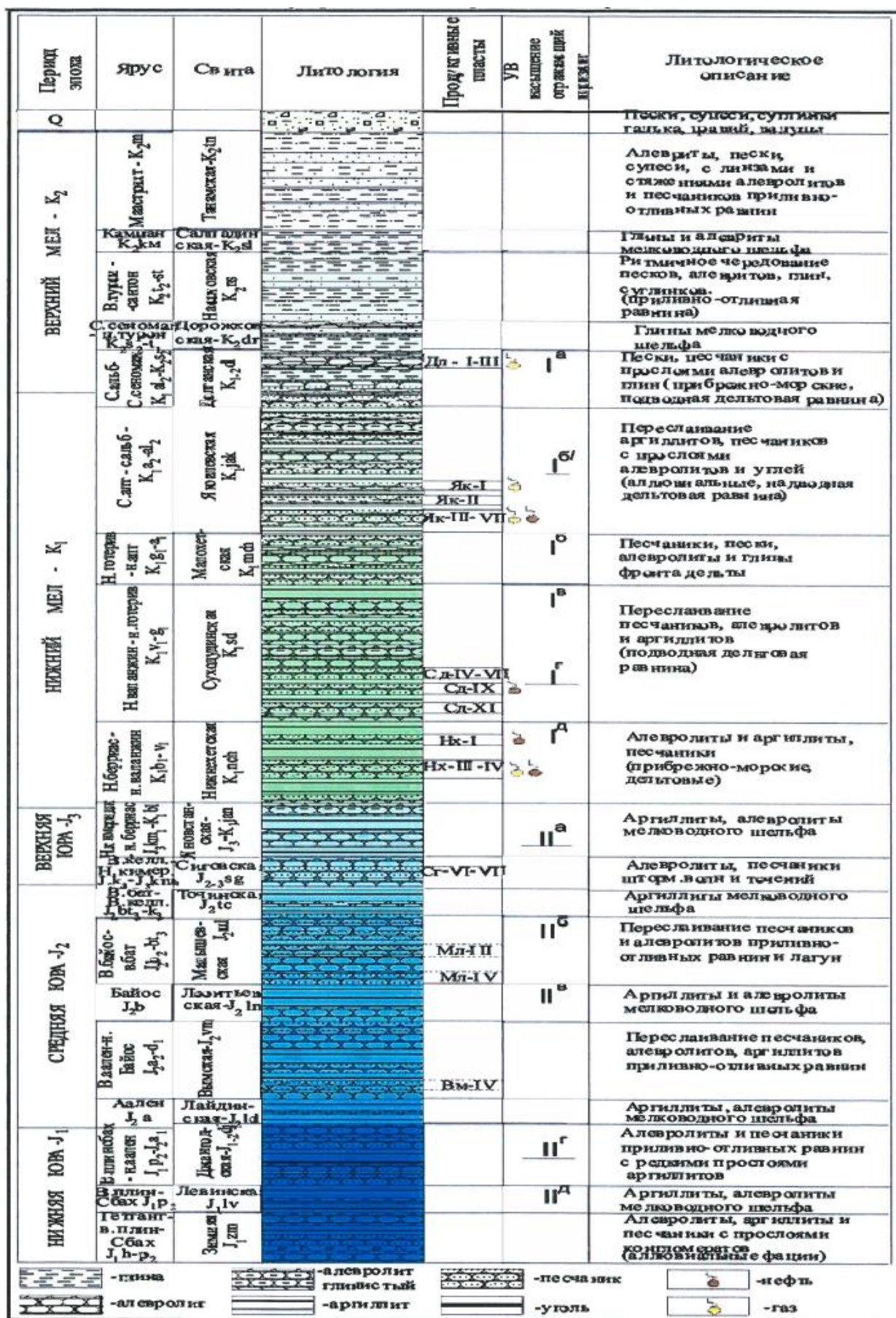


Рисунок 1.2 – Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл-I) яковлевской свиты (пласты Як-I, Як-II-VII) и нижнехетской свиты (пласт Нх-I, Нх-III-IV).

Технологической схемой разработки месторождения предусматривается разбуривание залежей пластов Як-II-VII, Нх-I, Нх-III-IV.

Залежь пласта Як-II-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах. На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м³/сут на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,7 тыс.м³/сут на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10 в интервале 1640-1688 м, был получен притоки нефти дебитом 21,7-74 м³/сут, а из нижнего объекта – нефть с водой дебитом 36 и 4,2 м³/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 м³/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6 мм при депрессии 11,6 МПа.

Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51-71 м, сокращаясь к крыльям структуры при высоком коэффициенте расчлененности. Количество песчаных прослоев по скважинам достигает 17-20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8-18,5 м, нефтенасыщенные – 12,1-30,7 м. Водонефтяной контакт был принят на отметке – 1643±2,8 м, а ГНК – -1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26×9 км, высота – 70 м.

Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах. На Северном куполе в скважине СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили 35,7-49,6 м³/сут на штуцере 9 и 6 мм.

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30×10 км, высотой 85

м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора – 2635 м, установленной по данным ГИС.

В сводовой части залежи нефтенасыщенный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках – 2543-2565 м, а на крыльях и периклиналях – 2614-2620 м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют 0,2-3,8 м, при суммарных значениях – 1,0-11,0 м.

Газонефтяная залежь пластов Нх-III–IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках –2670-2729 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт принят на абсолютных отметках минус 2753 м– 2760 м, газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721-2927 м.

В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2755-2761 и 2768-2777 получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 м³/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4-х скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10). Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 м³/сут (скв.ВН-5), 182,5 м³/сут (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. м³/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4). Размеры залежи 22×7 км, высота газовой шапки около 70м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м.

Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения предполагается бурение кустовых наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Иногда встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9 %, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов-коллекторов по керну составляет 24,2 %, а средняя проницаемость – 300,3 мД. Средняя величина водонасыщенности – 32,9 %.

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7 % (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I, III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2 %, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов-коллекторов по керну составляет 17,9 %, а средняя проницаемость – 50,1 мД. Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8 %.

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8 %, средняя проницаемость – 42,3 мД, а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8 %.

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Смачиваемость пород определялась методом адсорбции на 40 образцах керна из скважины СВ-1 и 20 образцах из скважины ВН-9. По данным экспериментов коэффициент смачиваемости изменялся от 0 (фильность) до 1

(фобность). Все исследованные образцы являлись преимущественно гидрофильными. Коэффициенты смачиваемости песчаников, алевролитов и аргиллитов приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Коэффициенты смачиваемости различных пород

Порода	Коэффициент смачиваемости
Песчаники	0,02 – 0,39
Алевролиты	0,01 – 0,21
Аргиллиты	0,01 – 0,06

Вытеснения нефти исследовалась на насыпных моделях, для которых использовался дезинтегрированный керн из скважины ВН-9. Моделировались термобарические условия залегания продуктивных пластов яковлевской и нижнехетской свит. Вытеснение нефти производилось моделью пластовой воды и газом. По результатам исследования можно сделать вывод о том, что с ростом проницаемости модели коэффициент вытеснения увеличивается.

Средневзвешенные значения проницаемости нефтегазонасыщенных частей пластов Як-II-VII, Нх-I, Нх-III-IV оцениваются величиной 150, 10 и 500 мД соответственно. Этим значениям проницаемости отвечают величины коэффициентов вытеснения (при вытеснении водой) равные 0,575; 0,500; 0,720.

1.4 Физико-химические свойства нефти и газа

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в 7 скважинах. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII. По Нх-I была отобрана одна проба в скважине Внк-10. По пласту Нх-III-IV были отобраны 7 проб по четырем скважинам. По пласту Як-III-VII отобрано 5 проб из трех скважин, все пробы являются представительными.

Свойства пластовой нефти по глубинным пробам представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Свойства пластовой нефти по глубинным пробам

Свойства пластовой нефти			
Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	19,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /м ³	25,3	115,5	109,8
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /т	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при Рпл и tпл			
-однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,30
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,21	1,54	1,27
Объемный коэффициент при Рнас и tпл			
-однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,31
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
Плотность пластовой нефти при Рнас и tпл, г/см ³			
-однократное разгазирование	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при 20 ⁰ С, г/см ³	-	-	0,75
Вязкость пластовой нефти при Рпл и tпл, мПа*с	24,4	0,98	1,1

По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677-0,742 г/см³ (среднее значение – 0,701), вязкость динамическая 0,74-4,76 мПа·с (среднее 0,90), газосодержание 116,1-156,81 м³/м³ (среднее – 140,02), давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее – 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).

Плотность насыщенной газом нефти по глубинным пробам пласта Як-III-VII составляет 0,815-0,851 г/см³ (среднее значение – 0,827), вязкость динамическая 8,8-20,79 мПа·с (среднее 17,27), газосодержание 23,51-48,42 м³/м³

(среднее 37,13), давление насыщения 7,18-15,44 МПа (среднее 10,92), объемный коэффициент 1,057-1,148 (среднее 1,1).

Практически по всем продуктивным пластам производился отбор поверхностных проб нефти. При наличии фонтанирующих притоков пробы отбирались из мерной емкости, либо из газосепаратора. При непереливающих притоках – желонкой с уровня или при промывке. Всего проанализировано 15 проб из 6 скважин.

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-I в среднем составляет 0,829 г/см³. Нефть малосернистая (0,08-0,36 %, в среднем 0,22 %), малосмолистая (3,05-4,4 %, в среднем 3,72 %), парафиновая (2,0-4,8 %, в среднем 3,4 %).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-III-IV в среднем составляет 0,850 г/см³. Нефть малосернистая (0,01-0,176 %, в среднем 0,112 %), малосмолистая (3,66-7,35 %, в среднем 6,51 %), парафиновая (2,17-5,66%, в среднем 3,33 %).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Як-III-VII в среднем составляет 0,906 г/см³. Нефть малосернистая (0,09-0,37 %, в среднем 0,21 %), малосмолистая (6,89-12,72 %, в среднем 9,59 %), малопарафиновая и парафиновая (0,47-2,7 %, в среднем 1,5 %).

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа изучены при исследовании глубинных проб нефти в 5 скважинах по 10 объектам. Содержание метана в растворенном газе продуктивного пласта Як-III-VII составляет 82-95 %. Растворенный газ пласта содержит 80-87 % метана и относится к классу полужирных по данным исследования скв. Внк-9. По данным исследования скв. СВнк-1 газ, растворенный в нефти пласта Нх-III-IV северного купола, на 96 % состоит из метана и является сухим.

Пробы свободного газа отбирались при исследовании скважин на устье, либо из газосепаратора. В двух скважинах отобрано 4 пробы.

Свободный газ продуктивного пласта Нх-III-IV относится к классу полужирных, содержание метана составляет 88-91 %, содержание тяжелых углеводородов до гексана включительно 7-10 %.

Полученные при лабораторных исследованиях величины давления насыщения нефти газом для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV оказались заметно ниже величин соответствующих пластовых давлений. Это можно объяснить частичной потерей газа при отборе и транспортировке глубинных проб. По этой причине для оценки запасов и технологических ресурсов величины давления насыщения были приняты равными пластовому давлению на ГНК, а значения газосодержания и объемного коэффициента пересчитаны на основе корреляции между газосодержанием, давлением насыщения и объемным коэффициентом.

1.5 Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов.

Запасы находящиеся на балансе АО «Ванкорнефть» представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Запасы нефти по пластам

Вид запасов	Пласты		
	Як III-VII	Нх I	Нх III-IV
Запасы геологические, млн. т	695,7	129,2	366,7
Запасы извлекаемые, млн. т	323	47,9	149,3
Итого по месторождению, млн. т	1191,6		

Процентное содержание запасов по пластам Ванкорского месторождения представлено на рисунке 1.3.

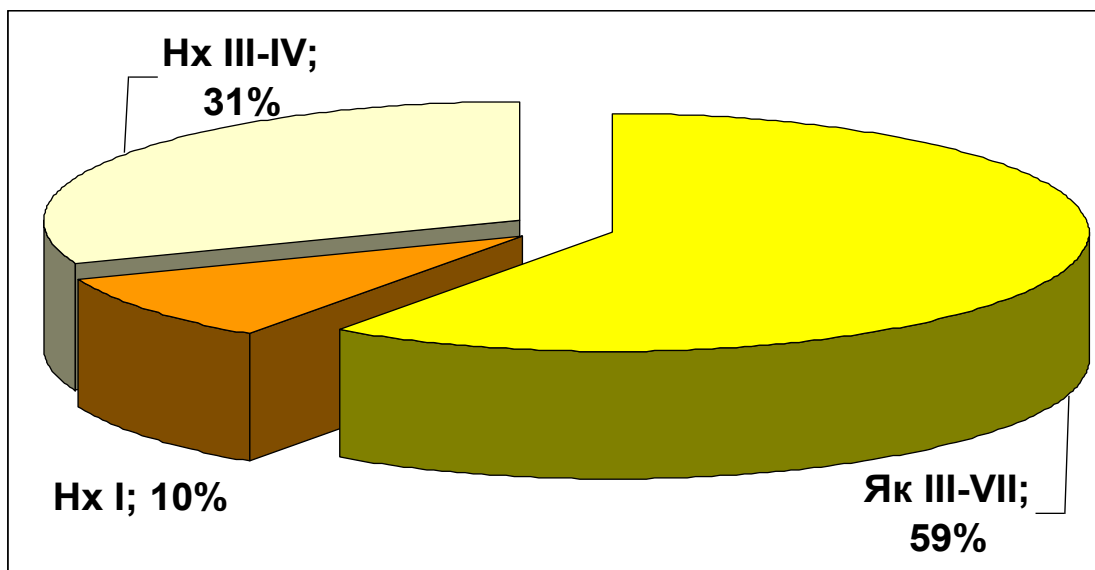


Рисунок 1.3 – Процентное содержание запасов по пластам

ГКЗ РФ были утверждены коэффициенты извлечения нефти для каждого из объектов. Значения КИН приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Значения КИН по пластам

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як III-VII	Сд-IX	НХ I	НХ III-IV
КИН	0,412	0,28	0,379	0,403

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

Ванкорское месторождение было запущено в промышленную эксплуатацию в августе 2009 года. В настоящее время осуществляется его активная разработка согласно технологической схемы разработки. В соответствии с планом работ по освоению Ванкорского месторождения, его разбуривание эксплуатационным фондом скважин началось в 2006 г., параллельно с работами по строительству магистрального нефтепровода, призванного обеспечить внешний транспорт нефти.

К моменту ввода месторождения в эксплуатацию было пробурено и обустроено порядка 35 % проектного фонда скважин основных объектов разработки Як II-VII и Нх III-IV.

Нефтегазовая залежь в пласте Нх-III-IV является объектом самостоятельного освоения. Горизонтальные добывающие и нагнетательные скважины имеют длину ствола 1000 м. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м. Общее количество скважин по проекту – 72, в т. ч., 42 горизонтальных добывающих, 20 горизонтальных водонагнетательных, 6 вертикальных водонагнетательных и 3 вертикальных газонагнетательных.

Запасы залежи пласта Нх-I составляют менее 7% запасов месторождения, конфигурация ее контуров практически совпадает с конфигурацией контуров залежи пласта Нх-III-IV, поэтому данная залежь разрабатывается как объект совместно-раздельной разработки и как объект освоения возвратным фондом скважин.

В общем объеме выявленных на месторождении запасов нефти на нефтегазовую залежь пласта Як-II-VII приходится более 60%. Залежь разрабатывается как самостоятельный объект, разбуриваемый собственной сеткой скважин. Горизонтальные добывающие скважины с длиной ствола 1000 м, вертикальные нагнетательные скважины. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м. Общее количество скважин по проекту – 147, в т.

ч., 95 горизонтальных добывающих 47 вертикальных водонагнетательных и 5 вертикальных газонагнетательных.

Теоретические и экспериментальные исследования, а также промысловые наблюдения свидетельствуют о том, что при залегании нефти в виде слоя, подстилаемого водой и перекрытого газом для предотвращения быстрого прорыва газа необходимо использовать горизонтальные добывающие скважины и эксплуатировать их при небольших депрессиях. При этом важно для предотвращения расширения газовой шапки осуществлять с самого начала разработки заводнение пласта со 100 %-ной компенсацией отбора пластовых флюидов.

Для организации системы ППД на Ванкорском месторождении на начальном этапе в качестве рабочего агента используется вода водоносного насоновского горизонта, с последующим переходом на закачку сточной воды.

Учитывая необходимость 100 %-ной утилизации добываемого на месторождении газа и отсутствие на начальном этапе освоения месторождения условий для его дальнейшего транспорта, используется углеводородный газ для целей ППД путем его обратной закачки в газовые шапки пластов Нх-III-IV и Як-II-VII.

Значения основных коэффициентов по объектам разработки представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Значения основных коэффициентов по объектам разработки

Объект разработки	$K_{\text{выт}}$	$K_{\text{охв}}$	КИН
Як II-VII	0,650	0,634	0,412
Нх I	0,480	0,790	0,379
Нх III-IV	0,610	0,661	0,403

2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

Динамика основных технологических показателей показана на рисунке

2.1.

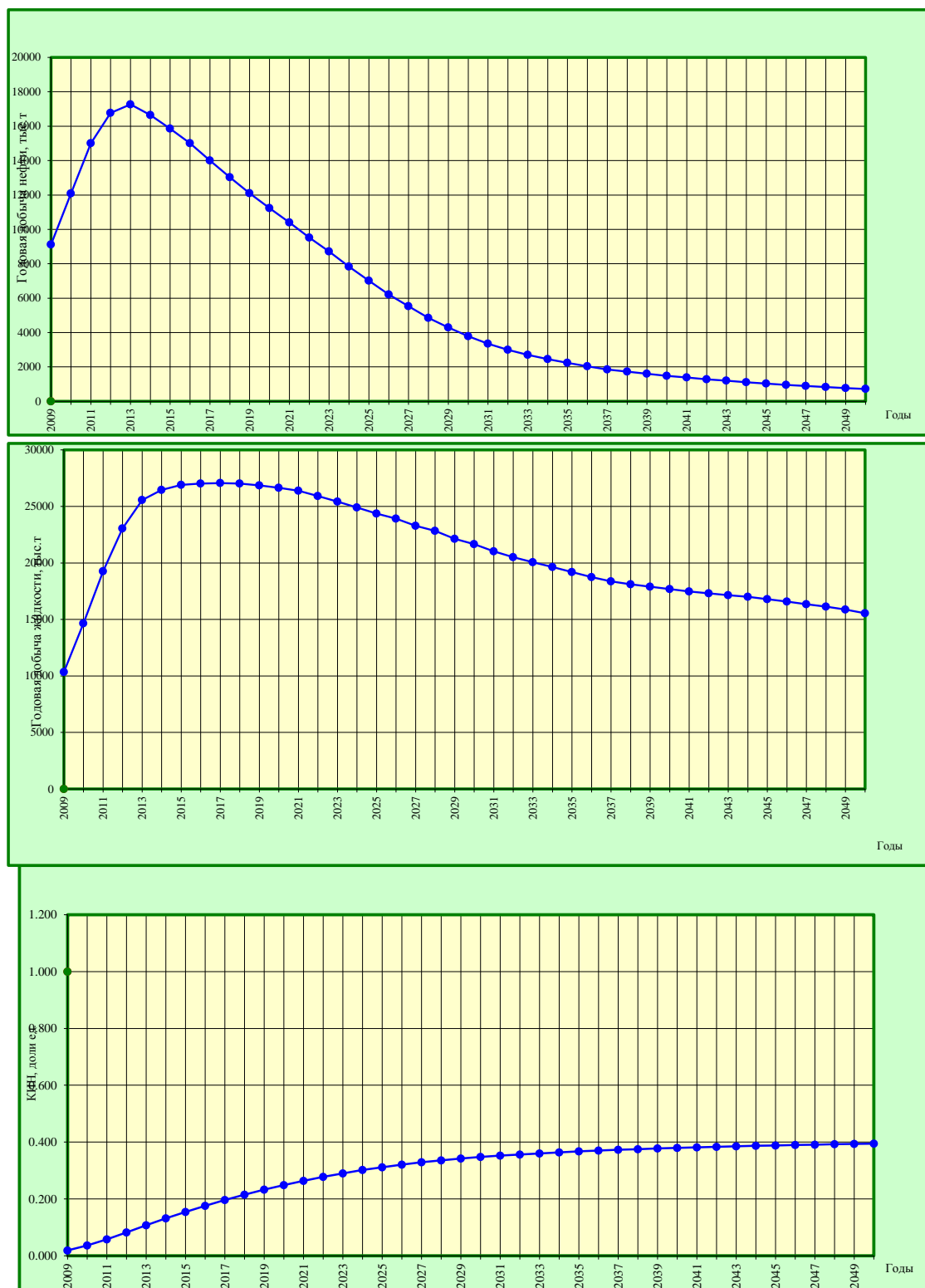


Рисунок 2.1 -Динамика основных технологических показателей разработки.

По рисунку 2.1 заметно, что в начале промышленной разработки месторождения, добыча жидкости и нефти была примерно на одном уровне, но уже в следующих годах разница между уровнем добычи жидкости и нефти увеличивается. Это связано с ростом обводненности продукции. Часто рост обводненности продукции связан с крайне неоднородной структурой пластов и форсированным отбором жидкости, вследствие которых происходит ранний прорыв пластовой воды в скважину.

Следует заметить уменьшение доли добычи нефти фондом ФОН с каждым годом. Это часто обуславливается переводом скважин фонда ФОН на механизированный способ добычи, по причине достижения критической обводненности, при которой пластовой энергии не хватает для поднятия флюида на поверхность. Вследствие этого идет увеличение фонда скважин

Основные показатели разработки Ванкорского месторождения представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.04.2015 года

Показатель	Значение
Накопленная добыча жидкости, тыс. м ³	148786
Накопленная добыча нефти, тыс. т	99148
Средняя обводненность, %	35
Средний дебит скважин по жидкости, тыс. м ³	384
Средний дебит скважин по нефти, тыс. т	162
Среднесуточная добыча нефти, тыс. т	60 274
Среднесуточная закачка воды, тыс. м ³	3 326 530
Средний дебит скважин ЭЦН по нефти, т	159

На месторождении на 01.04.2015 года в эксплуатационном фонде 609 скважин, из них нефтяных скважин 399, 108 нагнетательных, газовых 22 единицы, водозаборных 80 единиц.

2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

Проведем сравнение проектных и фактических показателей за анализируемый год. Результаты сравнения представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Наименование	Ед. изм.	План	Факт
Добыча нефти	тыс.т	17424,39	17430,89
Добыча жидкости	тыс.т	27836,59	27467,48
Закачка воды	тыс.м3	24234,96	23110,57
Добыча газа	млн.н.м3	5372,358	4953,659

За 2013 год добыто нефти и конденсата: 17 424,39 тыс. т (проект), 17 430,89 тыс. т (факт, отклонение + 0,04 %), и жидкости 27 836,59 тыс. т (проект) тыс. т, 27 467,48 тыс. т (факт, отклонение – 1,33 %). Закачено воды 24 234,96 тыс. м³(проект), 23 110,57 тыс. м³ (факт, отклонение - 4,87 %). Добыча газа: 5 372,358 млн.н.м³ (проект), 4 953,659 млн.н.м³ (факт, отклонение - 8,45 %).

Построим графики динамики основных фактических и проектных показателей разработки, который отразим на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 - График динамики основных фактических и проектных показателей добычи нефти и жидкости

Как видно из таблицы и графиков отклонения фактических значений от проектных в пределах допустимого практически для всех показателей.

Отклонение в добычи или закачке возникали в основном по причине невыполнения плана бурения или же его перевыполнения. Поэтому выработку запасов нефти можно считать равномерной, а технологическая эффективность разработки на высоком уровне. Только у закачки воды в 2009, 2010 годах разница между фактическими и проектными значениями достигает больших значений. Это связано с тем, что ввод системы ППД был отложен для переоценки активности законтурных вод. Пробуренные по проекту нагнетательные скважины отрабатывались на нефть. Выполняемый комплекс мероприятий по контролю за разработкой позволил провести мониторинг энергетического состояния залежей, оптимизировать систему заводнения по объектам разработки и объемы закачки. Ввод системы ППД начат в июне 2010г

2.4 Анализ состояния фонда скважин

Всего на Ванкорском месторождении на 2015 год в эксплуатационном фонде 647 скважин.

Фонд нефтяных скважин составляет 399 скважин, в том числе действующий фонд составляет 355 ед., 6 скважин находятся в стадии вывода на режим и 21 скважина на стадии строительства и ожидающих освоения после бурения, 17 наблюдательных и пьезометрических скважин.

Из 108 скважины нагнетательного фонда 98 скважин (90% фонда) – действующие, 5 в наблюдательном фонде, 4 остановленных и 1 бездействующая. Большая часть скважин была переведена под нагнетание после отработки на нефть.

Фонд газовых скважин состоит из 22 единиц.

Фонд водозаборных скважин состоит из 80 единиц.

Распределение фонда скважин по характеру работы представлено на рисунке 2.4.

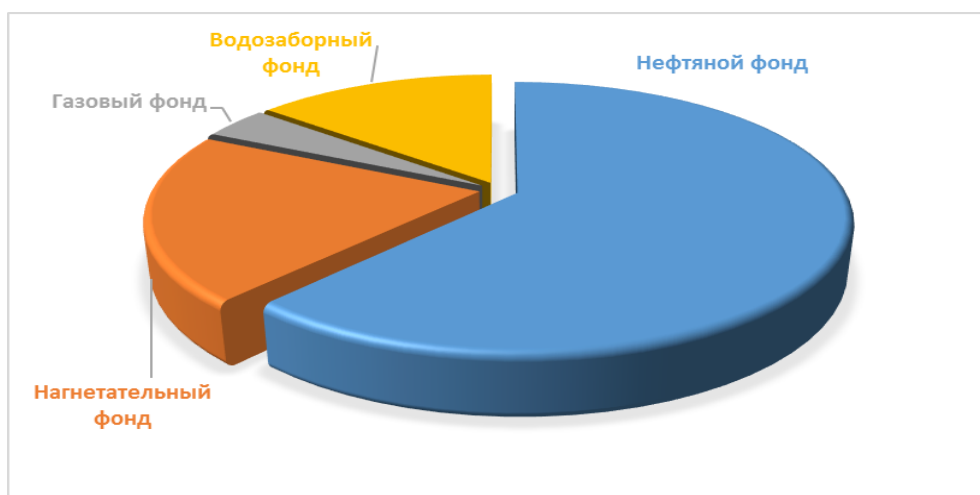


Рисунок 2.4 – Распределение фонда скважин по характеру работы

Фонд нефтяных скважин на 84% представлен установками центробежных насосов и на 16% фонтанными скважинами. Это отношение остается неизменным ввиду постоянного ввода новых скважин, энергии пласта, которых

хватает для поднятия флюида на поверхность и перевода в механизированный фонд, скважин, для которых дальнейший процесс фонтанирования невозможен.

Распределение фонда скважин по способам эксплуатации представлено на рисунке 2.5.

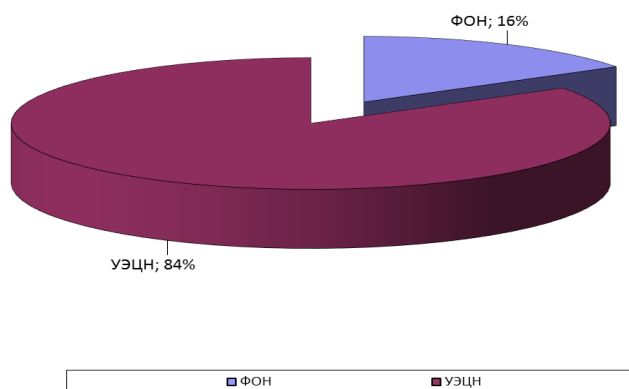


Рисунок 2.5 – Распределение фонда скважин по способам эксплуатации

Постоянный ввод новых скважин приводит к росту механизированного фонда. Так за скользящий год рост УЭЦН составил 142%.

Действующий фонд УЭЦН наиболее представлен насосами следующей производительности – ЭЦН 1000,1250 (P75, P100) 17 % от общего числа, ЭЦН 800 (P60, P62) – 15 %, ЭЦН 320 (P22, P23) – 15 %, ЭЦН 400, 500 (P31, P35, P37) – 12 %. На долю установок с иной производительностью приходится только 41% спущенных насосов.

Таким образом, из анализа фонда скважин Ванкорского месторождения можно сказать, что все скважины высокодебитные, как по жидкости, так и по нефти. С целью извлечения нефти на поверхность используются высокопроизводительные электроцентробежные насосы компании CentroLift. Доля фонтанных скважин невелика и составляет порядка 16 %. Фонд скважин находится в постоянном росте, ввиду интенсивных буровых работ, проводимых на месторождении.

Сравнение фонда скважин по дебиту и обводненности представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Сравнение фонда скважин по дебиту нефти и обводненности.

Наименование		Ед.	Продуктивные пласты			
		изм.	Як III-VII	Сд-IX	НХ I	НХ III-IV
Средний дебит 1 скв	ФОН	т/сут	157,65	-	97,34	201,77
	УЭЦН	т/сут	190,36	19,52	67,95	130,19
Объемная обводненность	ФОН	%	14,47	-	0	5,94
	УЭЦН	%	42,86	33,35	25,40	48,75

2.5 Анализ примененных методов, направленных на увеличение интенсификации нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на месторождении

Для увеличения извлечения нефти из пластов и поддержания пластового давления на Ванкорском месторождении применяется система ППД.

Поддержание пластового давления осуществляется путем искусственного заводнения пласта через нагнетательные скважины. Рабочим агентом, закачиваемым в пласт, является вода. Во избежание закупоривания пор в пласте, вследствие выпадения нерастворимых солей и других осадков, закачиваемая вода проходит специальную подготовку. Главными источниками водоснабжения для системы ППД на Ванкорском месторождении являются подземные воды, а также воды отстойных резервуарных парков и установок по подготовке нефти. Также для поддержания пластового давления в пласте НХ III-IV было начато нагнетания в газовую шапку газа с 2013 года. Использование системы ППД позволяет сдерживать падение пластового давления и увеличивает КИН. На данный момент в фонде нагнетательных скважин находится 152 скважины.

Применение горизонтальных скважин позволяет увеличить нефтеотдачу. Увеличение нефтеотдачи происходит за счет обеспечения большей площади контакта продуктивного пласта со стволом скважины.

На скважинах нижнехетского пласта Нх-1 в 2011 и 2013 были проведены работы по одностадийному и многостадийному гидравлическому разрыву пласта. В результате были получены увеличенные притоки ранее связанной воды из нижних алевролитистых песчанников. Применение ГРП оказалось нерентабельным. На данный момент с целью интенсификации добычи нефти из пласта Нх-1 и предупреждения прорыва связанной воды в компании выполняются работы по оценке эффективности бурения многозабойных скважин.

2.6 Анализ выработки запасов нефти и эффективности реализуемой системы разработки

По результатам контроля выработки запасов геолого-промысловыми и промыслово-геофизическими методами исследований установлены значения темпа разработки всех эксплуатируемых объектов. Основные данные о выработке запасов нефти представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Основные данные о выработке запасов нефти на 01.01.2014.

Наименование	Ед. Изм.	Продуктивные пласты			
		Як III-VII	Сд-IX	НХ I	НХ III-IV
Накопленная добыча нефти	тыс.т	38618,7	6,5	3526,0	15090,2
Извлекаемые запасы нефти	тыс.т	237340	1030	40990	121110
Темп разработки с начала разработки месторождения	%	16,27	0,63	8,60	12,46

На основании данных анализа текущего состояния разработки объекта можно сделать выводы о том, что в целом эффективность системы разработки находится на среднем уровне. Есть определенные проблемы, но они не критичны. Рекомендуется увеличить степень охвата месторождения, увеличить объем добычи нефти, избегать резкого роста обводненности. Отклонение значений основных технологических показателей разработки от проектных в пределах допустимого.

2.7 Осложняющие факторы

Осложнения при эксплуатации скважин на Ванкорском месторождении могут быть связаны со следующими причинами:

- многолетнемерзлые породы (ММП);
- высокий газовый фактор продукции скважин;
- высокое давление насыщения нефти;
- большая глубина спуска насосно-подземного оборудования;
- сверхнормативная кривизна скважин;
- отложения АСПО и газогидратов в лифтовых колоннах и выкидных линиях, отложения солей;
- механические примеси;
- снижение продуктивности пласта;
- коррозионный износ подземного оборудования.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению перечисленных осложнений.

Для создания нужной депрессии на забое, а также перекачки скважинной жидкости на Ванкорском месторождении широко используются электроцентробежные насосы. Основным осложняющим фактором при эксплуатации УЭЦН является вынос мехпримесей. Несмотря на широкое использование противопесочных фильтров, на данном этапе эксплуатации

скважин Ванкорского месторождения так и не удалось полностью решить проблемы, связанные с влиянием мехпримесей. Основной причиной отказов функционирования рабочих органов УЭЦН – высокий вынос мехпримесей. Износ рабочих органов УЭЦН может быть зачастую вызван попыткой увеличения дебита в скважине, что в свою очередь приводит к увеличению скорости фильтрации флюида и пластового песка, что зачастую приводит к разрушению фильтрующего элемента.

Рассмотрим причины отказов электроцентробежных насосов на Ванкорском месторождении. На рисунке 2.6 представлена динамика причин отказов УЭЦН в 2014 году.

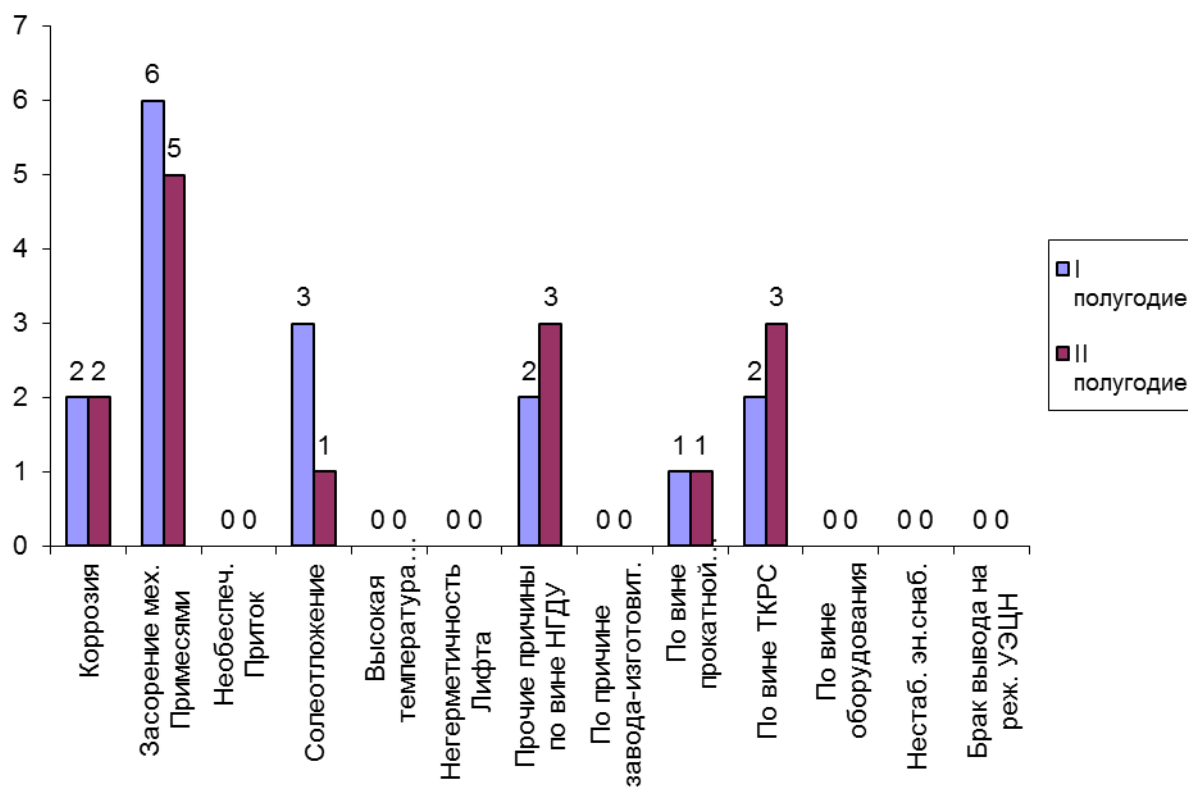


Рисунок 2.6 – Динамика причин отказов УЭЦН в 2014 году

Как видно из причин отказов основные проблемы связаны с механическими примесями (в том числе и АСПО) и солеотложениями, что составляет 80% всех отказов за 2014 год.

Таким образом, из анализа фонда скважин Ванкорского месторождения можно сказать, что все скважины высокодебитные, как по жидкости, так и по нефти. С целью извлечения нефти на поверхность используются высокопроизводительные электроцентробежные насосы компании CentroLift. Доля фонтанных скважин невелика и составляет порядка 16 %. Фонд скважин находится в постоянном росте, ввиду интенсивных буровых работ, проводимых на месторождении.

3 Специальная часть

3.1 Механизм возникновения и условия формирования мехпримесей

Современное состояние нефтегазовой промышленности отличается ухудшением качества ресурсной базы, увеличением трудноизвлекаемых запасов, а также возникновением различных осложнений условий эксплуатации. В результате, актуальность приобретает проблема эффективности разработки технологий добычи углеводородов в осложненных условиях.

Вынос механических примесей является одной из самых актуальных проблем, встречающейся на истощённых месторождениях. В результате выноса механических примесей возникают опаснейшие осложнения – снижение уровня добычи из-за образования песчаных пробок, потребность очистки продукта от песка и его экологически безопасного утилизирования, смятие обсадных колонн в интервалах продуктивного пласта, абразивная эрозия внутрискважинного и наземного оборудования.

Проблема механических примесей чаще всего встречается на месторождениях терригенных горных пород (песчаниках), к которым относится и Ванкорское месторождение, данные породы представляют собой однородные агрегаты обломочных зерен размеров от 0,1 мм до 2 мм, связанных минеральным веществом. Породообразующими минералами песчаников являются кварц, полевой шпат, слюда, глауконит и т.д.

Причины разрушения коллектора и выноса мехпримесей разделяют на три основные группы, исходя из условий их формирования: геологические (литология, особенности залегания пласта-коллектора), технологические (условия эксплуатации скважин и вскрытия пластов) и технические (конструкция забоя).

Геологические: глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; свойства пластового песка (угловатость, глинистость): степень сцементированности породы пласта, её уплотненность и естественная проницаемость; продолжительность выноса

песка; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; попадание подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала.

Технологические: скорость фильтрации пластовых флюидов в прискваженной зоне, градиент давления, минерализация пластовых вод, обводненность добываемой продукции.

Технические: поверхность забоя, конструкция забоя; через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открытость или закупоренность перфорационных каналов и т.д.).

Источники формирования и состав механических примесей представлены на рисунке 3.1.

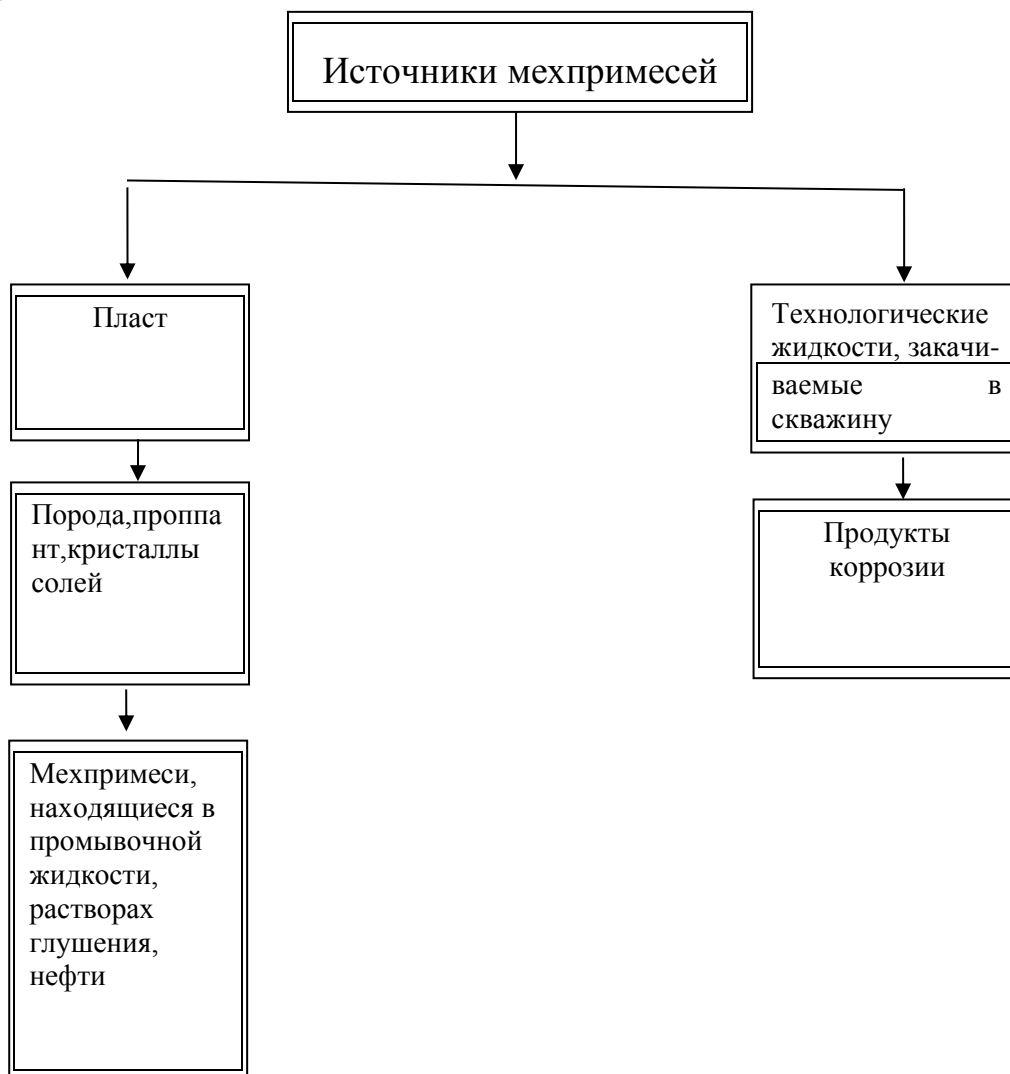


Рисунок 3.1 - Источники механических примесей

Причины выноса мехпримесей, как уже было сказано выше, делятся на 3 вида, что отражено на рисунке 3.2.

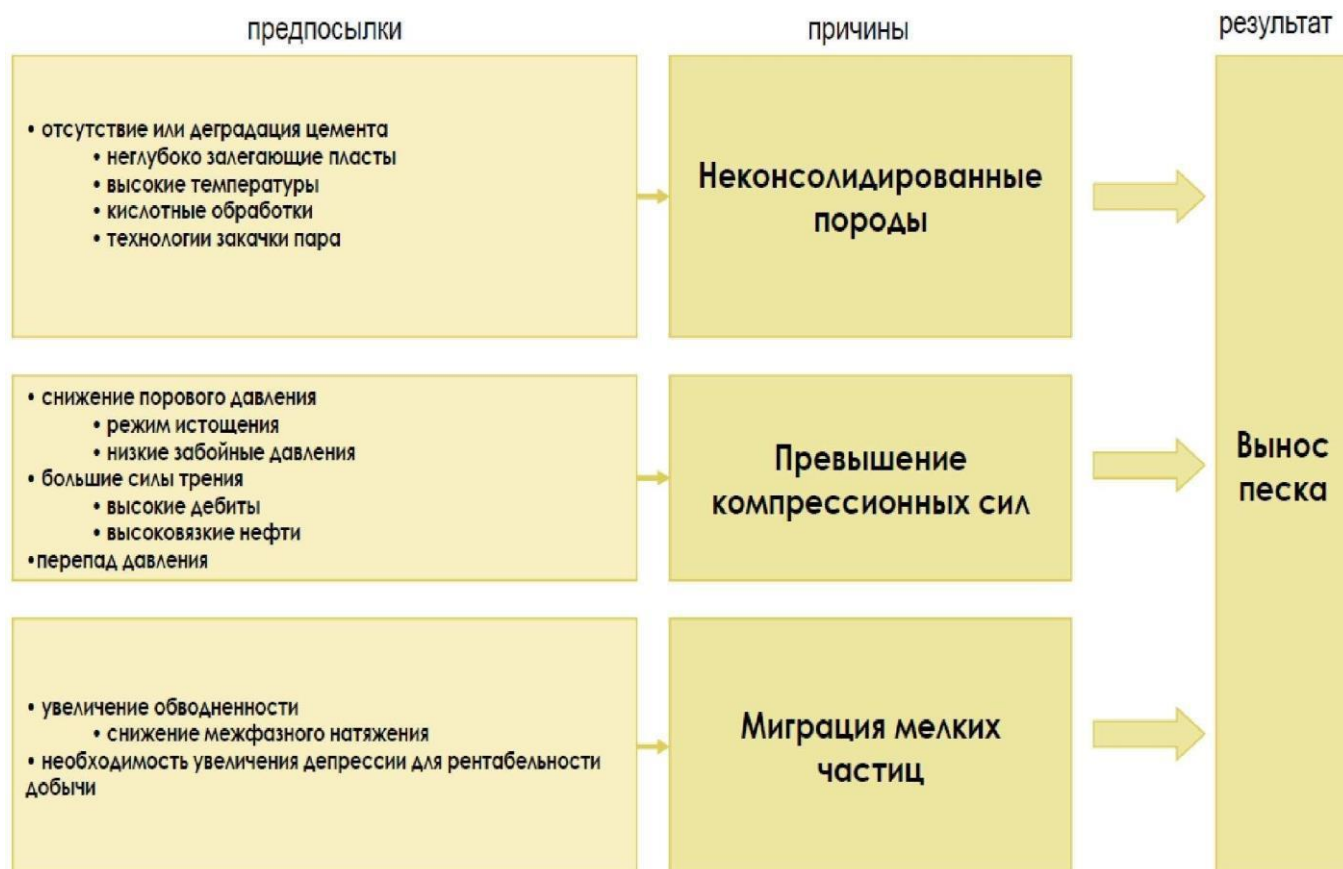


Рисунок 3.2 – Причины выноса мехпримесей

3.2 Последствия выноса механических примесей

Мехпримеси являются одной из главных причин отказов работы скважинного оборудования, так как попадая во внутреннюю полость и скапливаясь внутри него, они вызывают некорректную работу оборудования, что в последствии ведёт к остановке работы системы.

Абразивному износу подвержена большая часть металлического оборудования, наиболее активно этот процесс протекает в местах повышенной скорости движения нефтяного флюида и давления. Сущность абразивного износа заключается в разрушении металла агрессивными частицами механических примесей в процессе добычи, транспортировки, переработки

пластового флюида. Более подробно последствия выноса мехпримесей описаны на рисунке 3.3.



Рисунок 3.3 – Последствия выноса механических примесей

Вынос механических примесей, а именно песка ведёт к образованию трещин, к смятию эксплуатационных колонн, к обрушению кровли призабойной зоны. К числу чаще всего встречающихся последствий выноса КВЧ относятся образование пробок, эрозия внутрискважинного оборудования, отложение песка в наземном оборудовании и т.п. На устранение последствий выноса мехпримесей затрачиваются значительные материальные ресурсы. Из-за большого содержания КВЧ в добываемой жидкости раньше времени выходят из строя промысловые трубопроводы, фонтанные штуцеры, насосно-компрессорные трубы, запорно-регулирующая арматура, насосное и другое промысловое оборудование. Помимо этого, выносимый из пласта песок осаждается на забое скважины, что ведёт к преждевременному прекращению эксплуатации скважины и необходимости проведению дорогостоящего ремонта.

3.3 Методы борьбы с механическими примесями

Методы борьбы с негативным влиянием механических примесей подразделяются на четыре основных типа. Различают механические и технологические способы ограничения поступления мехпримесей в скважину и в саму насосную установку. К механическим методам относится установка различных видов фильтров на забое скважины и на УЭЦН. Технологические - это снижение депрессии на пласт, улучшение качества технологических растворов глушения, промышленных жидкостей и т.д., а также технологии по закреплению призабойной зоны пласта.

Схематично методы борьбы с мехпримесями изображены на рисунке 3.4.

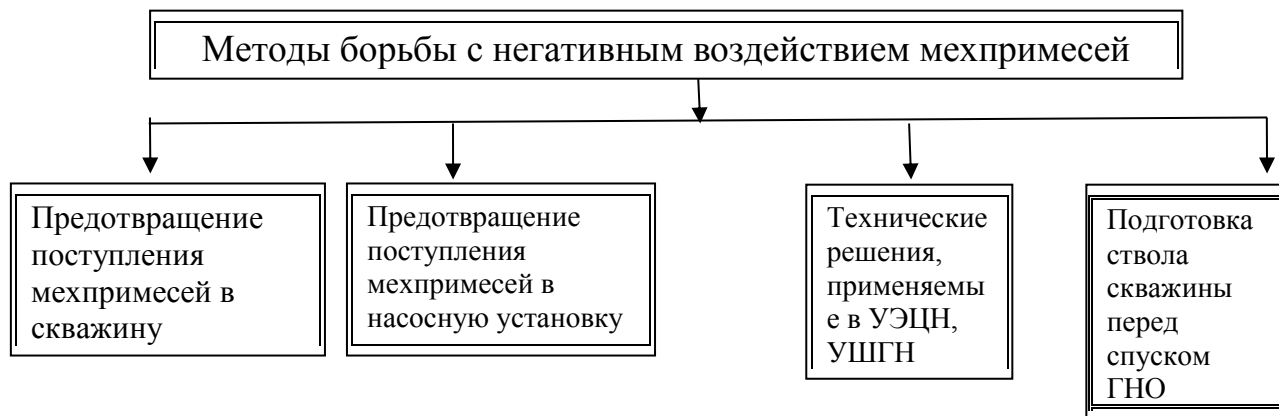


Рисунок 3.4 - Методы борьбы с мехпримесями

Более эффективны методы борьбы с выносом мехпримесей, в основе которых лежит недопущение выноса мехпримесей в скважину. Наиболее простым решением для этого метода является ограничение отбора жидкости из скважины, что позволяет снизить вынос мехпримесей в скважину, но при этом резко сократятся дебиты нефти.

К рациональным и доступным относят механические методы. К ним принадлежит оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конфигурации.

Противопесочные фильтры делятся на проволочные, сетчатые, гравийные и гравитационные.

Главными характеристиками фильтра, которые определяют размер выносимых частиц, должны быть, размер и форма фильтрационных отверстий, геометрия элементов фильтрующей оболочки. Размеры проходных отверстий зависят от фракционного состава песка и формы отверстий фильтра.

Противопесочные фильтры должны удовлетворять следующим критериям:

- необходимая механическая прочность и достаточная устойчивость против коррозии и эрозионного воздействия;
- надежная гидродинамическая связь с пластом и суффозийная устойчивость пород в призабойной зоне;
- возможность механической и химической очистки фильтра без извлечения его из скважины;

Характеристики противопесочных фильтров, их достоинства и недостатки приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Виды противопесочных фильтров

Виды фильтров	Характеристика	Достоинства и недостатки
Проволочный фильтр	специальная проволока с особым профилем, намотанная на каркас, такой вариант предпочтительней дырчатых и щелевых фильтров с сеткой, поскольку толщина проволоки намного больше, что обеспечивает конструкции более длительный срок службы. Качественный фильтр должен быть прихвачен сваркой во всех точках касания с каркасом. Его пропускная способность напрямую зависит от формы сечения и шага проволоки.	+: надежная и эффективная конструкция все элементы - труба с отстойником, рабочая поверхность и проволока изготовлены из однородного металла. Комплекс, изготовленный из нержавеющей стали создает все предпосылки для эксплуатации его десятки лет. - : сложность очистки фильтрующих элементов от скапливающихся на его поверхности загрязнений, часто закупориваются мелкими частицами при добыче.
Сетчатый фильтр	дырчатая труба-каркас, обмотанная продольными рядами или по спирали проволокой диаметром 2–5 мм с шагом в 10–25 мм с тем, чтобы сетка не прилегала плотно к каркасу. Сетки для скважинных фильтров классифицируются по своей конфигурации. Они могут быть с квадратной ячейкой, многослойной (киперной) или сложной формы (галунной).	+: простота изготовления, долгий срок службы, т.к. сделаны из высокопрочных материалов, легкость извлечения из ствола для ремонта, локальный разрыв сетки не столь опасен для скважины; сравнительная легкость очистки ячеек от песка. - : дороговизна металлов; высокая сопротивляемость металлов, что отрицательно влияет на дебит. Недостаток металлической сетки в том, что прутья такой сетки могут быть помяты при монтаже конструкции. Это нарушит процесс нормального прохождения воды внутрь фильтрационной колонны.
Гравитационный фильтр	Гравитационные фильтры отличаются размерами проходных отверстий. Основаны на принципе гравитации пород, расположенных в зоне проходных отверстий. Породы же в проходных отверстиях, располагаясь под углом, не препятствует проникновению воды внутри фильтра. Применяются подобные конструкции в песчаных почвах, с размером частиц до 0,25 мм.	+: качественная очистка воды; возможность доставки гравийного материала по межтрубному пространству в фильтровую зону; возможность устройства гравийной прослойки непосредственно в скважине; дополнительная опора для удержания стенок ствола от обрушения. -: сложность подбора однородного гравия; проблема доставки гравия двойной обсыпки в фильтровую зону на глубину более 100 метров.
Гравийный фильтр	Скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. После этого производится расширение ствола скважины в продуктивном	+: малый гидравлический сопротивление по толщине фильтра и низкая интенсивность кольматационных процессов; малое сопротивление каркаса фильтра вследствие возможного

	интервале, спуск фильтра с учётом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия(крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и флюидом.	увеличения размеров отверстий в 6-10 раз; простота конструкции, равномерные свойства по длине и толщине, равномерный приток по длине фильтра; высокая проницаемость гравия в сравнении с песком продуктивного пласта, отсутствие тупиковых опор; неограниченная поверхность фильтрации и любая форма заполнения гравием каверны. -;дороговизна в сравнении с сетчатыми и проволочными фильтрами
--	---	--

Еще одним из методов борьбы, является крепление призабойной зоны. Этот способ проводится с применением вяжущих материалов, путем консолидации пластового песка, заполнением заколонного пространства (каверн) растворами, после затвердения которых получаем проницаемый пласт. При наличии в ПЗП каверны (выработки) ее заполняют отсортированным кварцевым песком.

Ход работ по креплению призабойной зоны:

- определение температуры в зоне тампонажа.
- определение содержания мехпримесей в продукции.
- определение дебита и содержания воды в продукции.

в зависимости от температуры в зоне тампонирувания выбор соответствующего материала.

- установление на скважине емкости с перемешивающим устройством для приготовления и накопления тампонажного раствора, подъемные средства.
- остановка и глушение скважины.
- спуск НКТ до забоя и промывка ствола скважины.

если в процессе промывки скважины наблюдается поглощение в интервале продуктивного пласта, то в заколонную выработку (каверну) намывают песок до

восстановления циркуляции. При обратной промывке удаляют с забоя скважины остатки песка.

- проверка скважины на приемистость при закачивании в пласт нефти или пластовой воды. В случае необходимости проводят мероприятия по увеличению приемистости скважины.

- подготовка в емкости с перемешивающим устройством тампонажного раствора. Проверка показателей качества.

- закачка приготовленного тампонажного раствора в пласт.

установка продолжительности эффекта по содержанию механических примесей в добываемой продукции сразу после проведения работ и периодически, не менее трех раз в месяц

Зачастую существует вероятность разрушения продуктивного пласта, которое возможно по нескольким причинам. Для борьбы с данным осложнением может использоваться гравийная набивка.

Это дорогой, но эффективный метод борьбы с разрушением продуктивного пласта. В отличие от внутрискважинных фильтров, которые часто извлекаются на поверхность в связи с их кольматацией, гравийные набивки рассчитаны на длительный срок работы, что подразумевает высокими требованиями к технологии создания и конструктивным характеристикам этих сооружений. Длительная эффективная работа гравийной набивки, как и другого заколонного фильтрационного оборудования, зависит от прочности забоя в пластовых условиях, гидромеханических нагрузок, интенсивности суффозионных процессов, обуславливающих кольматацию фильтра. Одним из главных факторов, определяющих эти характеристики, является внешний диаметр фильтра. Поэтому необходимы устройства, расширяющие ствол скважины до необходимых размеров. Данный метод применяется для контроля выноса песка в нефтяных и газовых скважинах.

3.4 Выбор оптимального метода борьбы с механическими примесями на Ванкорском месторождении

3.4.1 Исследование проблемы выноса механических примесей из пласта на механизированном фонде скважин Ванкорского месторождения

Механизированная добыча обычно ассоциируется с поздними стадиями разработки нефтяных и газовых месторождений, для которых характерны пониженные пластовые давления и повышенная добыча пластовой воды.

Фонд нефтяных скважин Ванкорского месторождения на 84% представлен установками центробежных насосов и на 16% фонтанными скважинами. Это отношение остается неизменным ввиду постоянного ввода новых скважин, энергии пласта, которых хватает для поднятия флюида на поверхность и перевода в механизированный фонд, скважин, для которых дальнейший процесс фонтанирования невозможен.

Поэтому для Ванкорского месторождения актуальной задачей является эффективность механизированной эксплуатации скважин. Одной из причин, не всегда позволяющей решить эту задачу, являются вынос механических примесей.

Для того, чтобы определить оптимальный метод борьбы с мехпримесями, для начала мы должны провести комплексное исследование выноса мехпримесей на Ванкорском месторождении. За 2014 год лабораторией ФХТН был проведен анализ проб мехпримесей из демонтированного оборудования по 94 скважинам.

На рисунке 3.5 показано распределение основных составов исследованных проб.

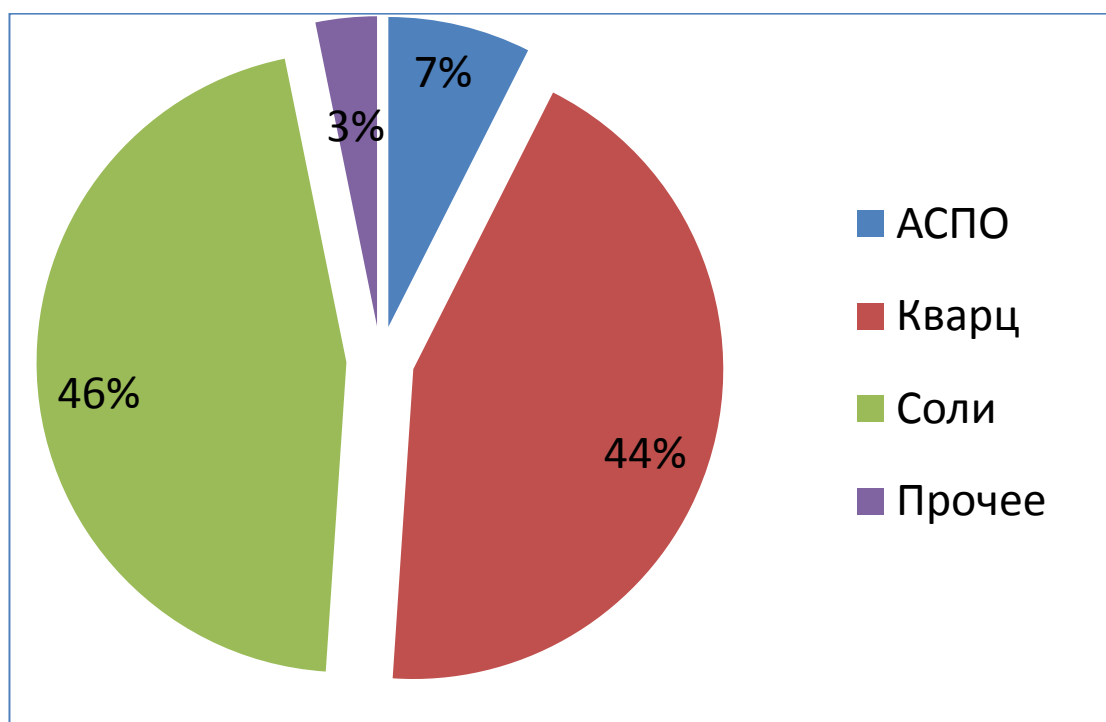


Рисунок 3.5 - Оценка качественного состава мехпримесей в 2014 году

На круговой диаграмме распределения основных составов исследованных проб видно, что основными осложняющими факторами в скважинах Ванкорского месторождения являются зерна кварца и карбонатные отложения с соотношением примерно 50х50.

Кварц: представлен в основной массе зернами угловатых и угловато-окатанных обломков кварца. Гранулометрический состав фракций по скважинам различен – от очень мелкозернистого кварца до крупнозернистого кварца.

Соли: пробы представляют собой карбонатные соединения, в некоторых случаях с включениями продуктов коррозии скважинного оборудования.

Сектор «прочее»: заколонный цемент – 1 скважина, зерна пропанта – 1 скважина, продукты коррозии – 1 скважина.

В сентябре 2014 году проводился факторный анализ причин роста КВЧ на горизонтальных скважинах Ванкорского месторождения пласта Як III-VII, данный пласт был выбран в виду того, что наибольшими объёмами выноса песка характеризуются горизонтальные скважины пласта Як-III-VII, по ним был

проведён анализ в программном комплексе «Statistica». Результаты данного анализа мы можем пронаблюдать на рисунке 3.6:

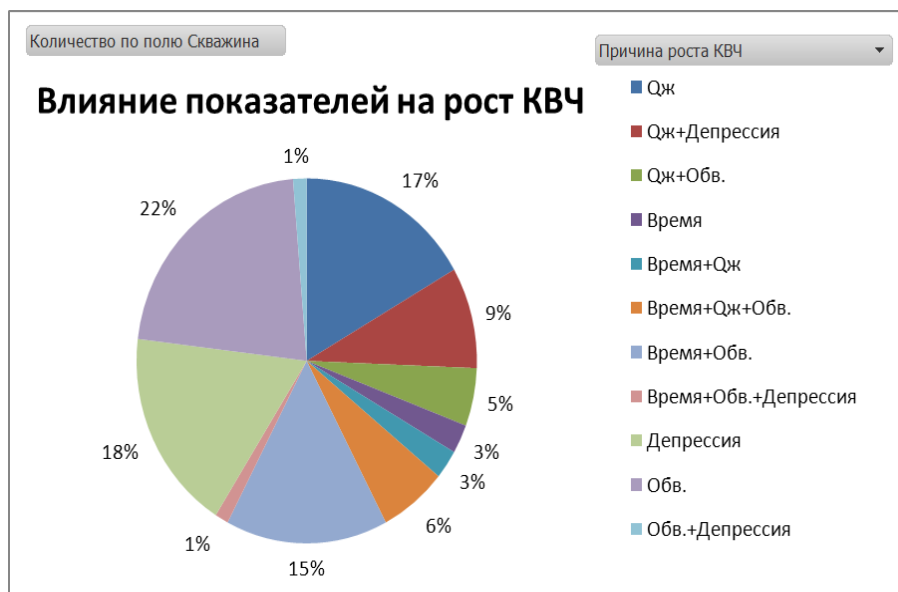


Рисунок 3.6 - Влияние показателей на рост КВЧ

На рисунке 3.7 изображено процентное соотношение основных причин роста КВЧ:

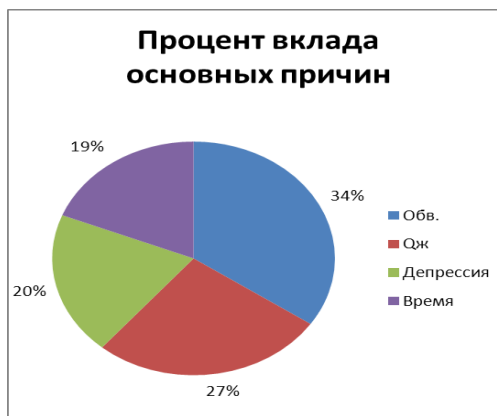


Рисунок 3.7 – Процентное соотношение основных причин роста КВЧ на Ванкорском месторождении

Исходя из результатов, однозначно говорить о каком-то одном наиболее влияющем факторе не представляется возможным. Однако потенциальными кандидатами могут являться скважины с высоким дебитом жидкости и монотонным ростом обводнённости, особенно если он носит прорывной характер от системы ППД.

Также проведен анализ работы скважин, эксплуатирующихся на 01.04.2015 с забойным давлением менее 70 атм. Результаты приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - История работы скважин эксплуатирующихся на 01.04.2015 с Рзаб менее 70 атм.

	01.01.2012	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015	01.04.2015
Кол-во скважин	15	28	49	66	67
КВЧ	61	107	100	146	155
%H ₂ O	11	12	12	15	16
Рзаб	88	81	81	68	63

Для этого были учтены режимы работы данных скважин в предыдущие периоды (изменение Рзаб, H₂O и КВЧ). Как видно в процессе снижения Рзаб происходит увеличение выноса механических примесей. Однако это увеличение не кратное и не является критическим.

В 2014 году и за первые 3 месяца 2015 года зафиксировано 1473 случая КВЧ более 500мг/л в 355 скважинах. Среднее количество мехпримесей по данным замерам 1256мг/л. Критические выбросы мехпримесей доходят до 30000мг/л.

Для возможности контроля выбросов механических примесей в реальном времени возможно предложить АО «Ванкорнефть» закупить несколько установок ультразвукового контроля количества взвешенных частиц в добываемой продукции.

Необходимо понимать, что данные приборы не позволят защитить скважинное оборудование от износа или забивания, однако появится инструмент, позволяющий определить возможные варианты контроля за количеством выносимых частиц.

Наиболее эффективным методом борьбы с залповыми выносами механических примесей необходимо рассмотреть установку фильтров либо сепараторов механических примесей.

Таким образом мы определили, что для решения проблемы выноса мехпримесей и соответственно увеличения срока работы оборудования нам необходимо применить фильтрующие устройства, выбор которых будет проведен в следующем пункте.

3.4.2 Выбор оптимального способа механического крепления пласта

Основными положениями для успешного контроля выноса мехпримесей являются следующие критерии:

1. В скважину должны выноситься незакрепленные мелкие частицы (fines), находящиеся в порах (обычно илистые частицы глины);
2. Вынос основных породообразующих частиц (sand) должен быть предотвращен;
3. Средства контроля песка должны поддерживать продуктивность скважины;
4. Затраты на установку и необходимые внутрискважинные работы и обработки должны окупаться в разумные сроки.

Основные шаги по выбору типа заканчивания скважины:

1. Правильный отбор керна и представительный анализ на гранулометрию;
2. Выбор типа оборудования и его характеристик;
3. Оценка продуктивности скважины;
4. Оценка влияния оборудования заканчивания на продуктивность и работу;

скважины;

5.Оценка рисков;

6.Расчет экономической эффективности применения оборудования.

Одним из основных методов анализа породы коллектора с целью выбора подхода к контролю пескопроявлений является гранулометрический анализ керна, который предусматривает определение количественного содержания частиц различных размеров в породе. Гранулометрический состав определялся в узком диапазоне (1,0-0,5; 0,5-0,25; 0,25-0,1; 0,1-0,01; > 0,01) мм.

Для определения размера частиц отбирается образец керна, а затем проводится определение фракционного состава. Фракционный состав, необходимый для анализа размеров частиц, преимущественно определяется ситовым методом (ГОСТ 12536-79). В соответствии с лабораторной методикой проэкстрагированный и высушенный образец дезинтегрировался и обрабатывался 10%-ным раствором соляной кислоты для удаления карбонатов. После этого бескарбонатная порода очищалась от глинистой фракции, затем высушивалась и рассеивалась на ситах. Кроме этого, на эксплуатационных скважинах определение процентного содержания частиц различной крупности, входящих в состав горной породы, проводилось методом светового сканирования с помощью лазерного анализатора размера частиц. В соответствии с лабораторной методикой проэкстрагированный и высушенный образец дезинтегрировался и обрабатывался 10%-ным раствором соляной кислоты для удаления карбонатов. Исходя из результатов, были получены данные распределения, которые позволяют определить диапазон размеров частиц керна, а также визуально оценить, какой диаметр щели (сетки) фильтра необходим. В результате были получены графики зависимости размера частиц для Насоновской свиты, для Долганской свиты, что отражено на рисунке 3.8 и 3.9.

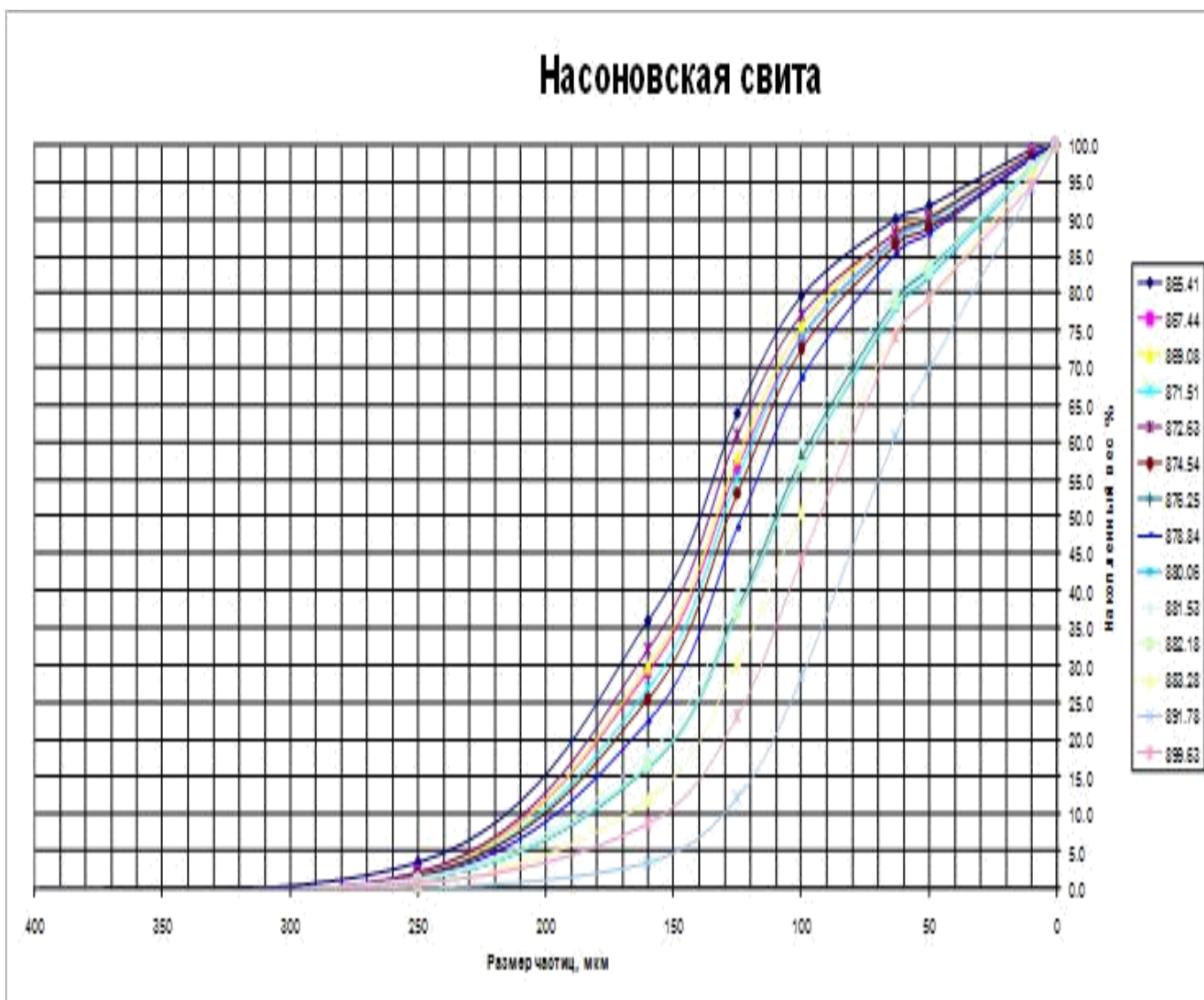


Рисунок 3.8 - Зависимость размера частиц от накопленного веса для Насоновской свиты

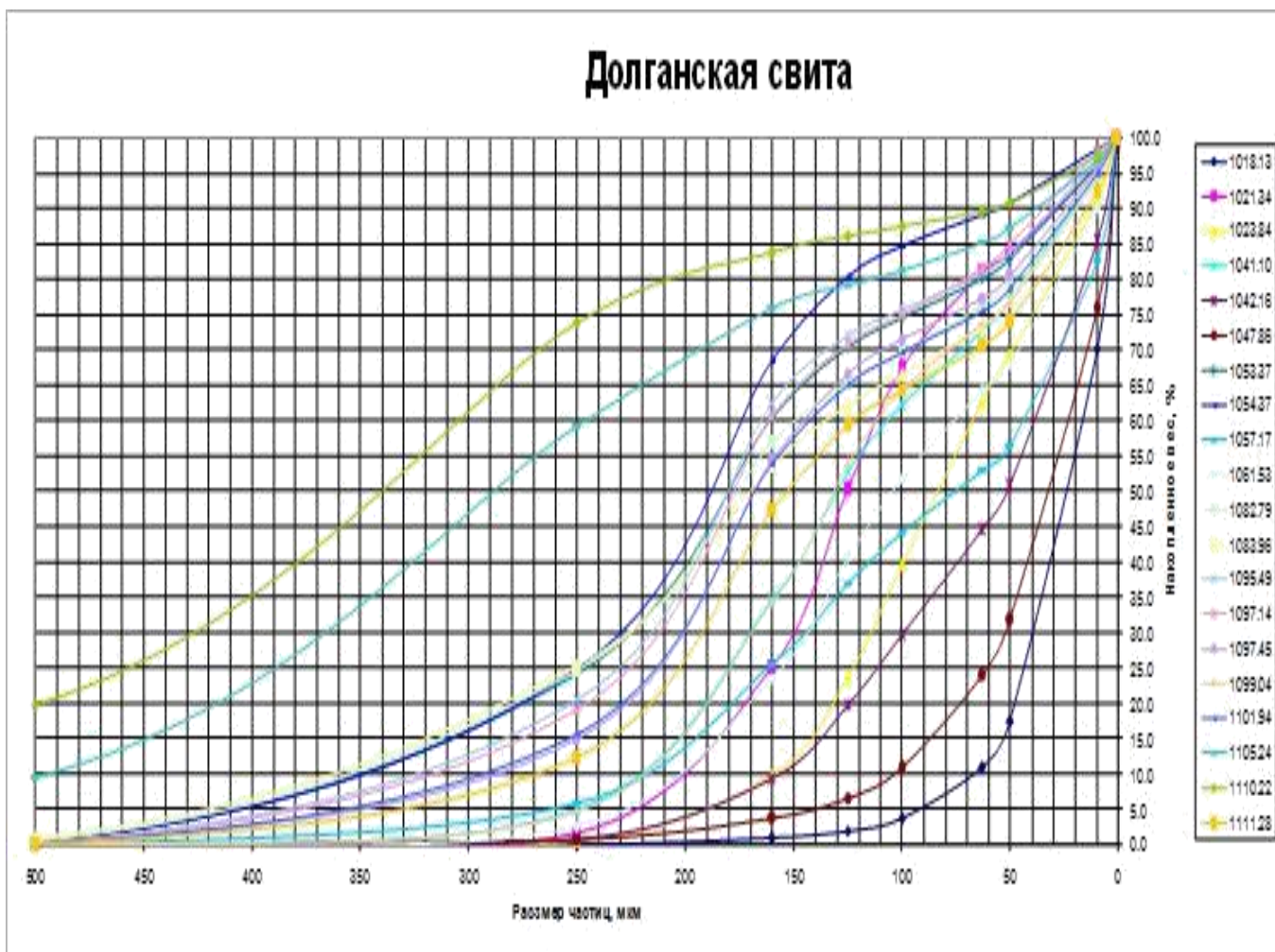


Рисунок 3.9 -Зависимость размера частиц от накопленного веса для
Насоновской свиты

В ходе осреднения гранулометрических данных по свитам, была получена осреднённая кривая, которая представлена на рисунке 3.10

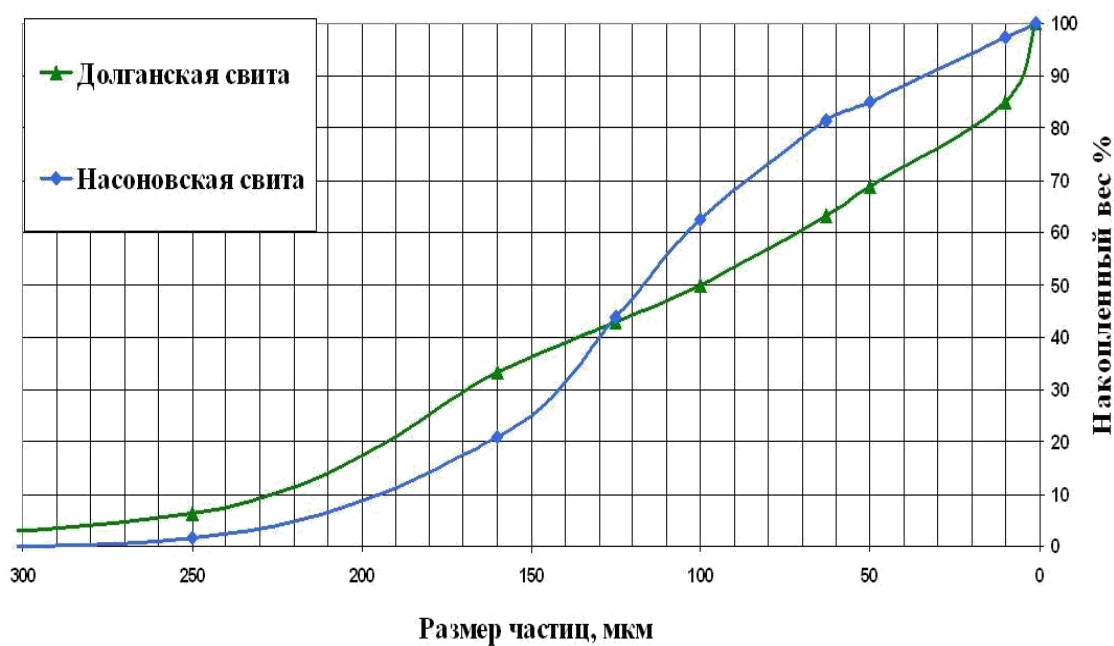


Рисунок 3.10 - Зависимость осреднённых значений размеров частиц Насоновской и Долганской свит

В таблице 3.3 представлен анализ частиц зёрен разного диаметра.

Таблица 3.3 - Анализ частиц разного диаметра

Пласт	D ₁₀	D ₄₀	D ₅₀	D ₉₀	D ₉₅	D ₄₀ /D ₉₀ (коэффициент однородности)	Содержание мелких фракций (<44 мкм), %
Насон	195	130	115	30	20	4	13
Долган	225	130	100	5	5	26	30

Исходя из полученных данных, можно воспользоваться базовой матрицей для подбора типа заканчивания, в которых собраны рекомендации по подбору типа заканчивания, что отражено в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Базовая матрица для подбора типа заканчивания (D Tiffin, 1998 г.)

Коэффициент сортиров. D10/D 95	Коэффициент однородности D40/D90	Содержание мелких фракций (< 44 мкм), %	Рекомендуемый тип заканчивания	Примечания
< 10	> 3	< 2	любой тип фильтра	хорошо отсортированный песчаник
< 10	< 5	< 5	сетчатый, проволочный фильтр, гравийная набивка	умеренно отсортированный песчаник, содержание мелкодисперсных частиц выше
< 20	< 5	< 5	гравийная набивка, расширяемые фильтра	при отсутствии слоистости и прослоев
< 20	< 5	< 10	гравийная набивка, расширяемые фильтра	плохо отсортированный песчаник

Имея данные гранулометрического состава по свитам, рассчитаем значения по базовой матрице для подбора типа заканчивания и определим рекомендуемый.

Насоновская свита:

Коэффициент сортированности $D_{10}/D_{95}=195/20=9.75$

Коэффициент однородности $D_{40}/D_{90}=130/30=4.33$

Содержание мелких фракций (< 44 мкм), % = 13

Долганская свита:

Коэффициент сортированности $D_{10}/D_{95}=225/5=45$

Коэффициент однородности $D_{40}/D_{90}=130/5=26$

Содержание мелких фракций (< 44 мкм), % = 30

Согласно базовой матрицей для подбора типа заканчивания. Определяем, что для Насоновской свиты рекомендуется использовать сетчатый, проволочный фильтр и гравийную набивку. Для данной свиты характерен умеренно отсортированный песчаник, содержание мелкодисперсных немного выше нормы.

Для Долганской свиты рекомендуется применять гравийную набивку в горизонтальном стволе и многослойные сетчатые фильтры. Для данной свиты характерен очень плохо отсортированный песчаник. Рекомендуется увеличить площадь контакта скважины с пластом.

Наиболее широкое применение на Ванкорском месторождении имеют проволочные фильтры. Проволочный фильтр имеет широкое применение не только на Ванкорском месторождении, но и в целом по миру.

Схема фильтра показана на рисунке 3.11.

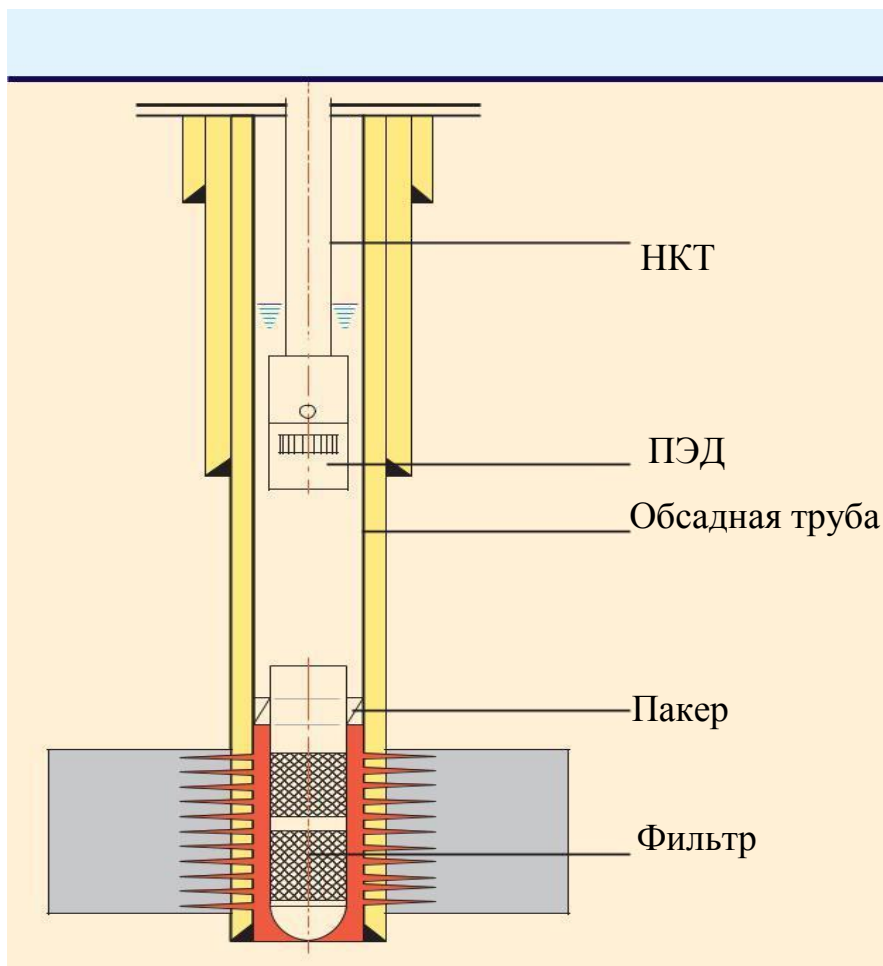
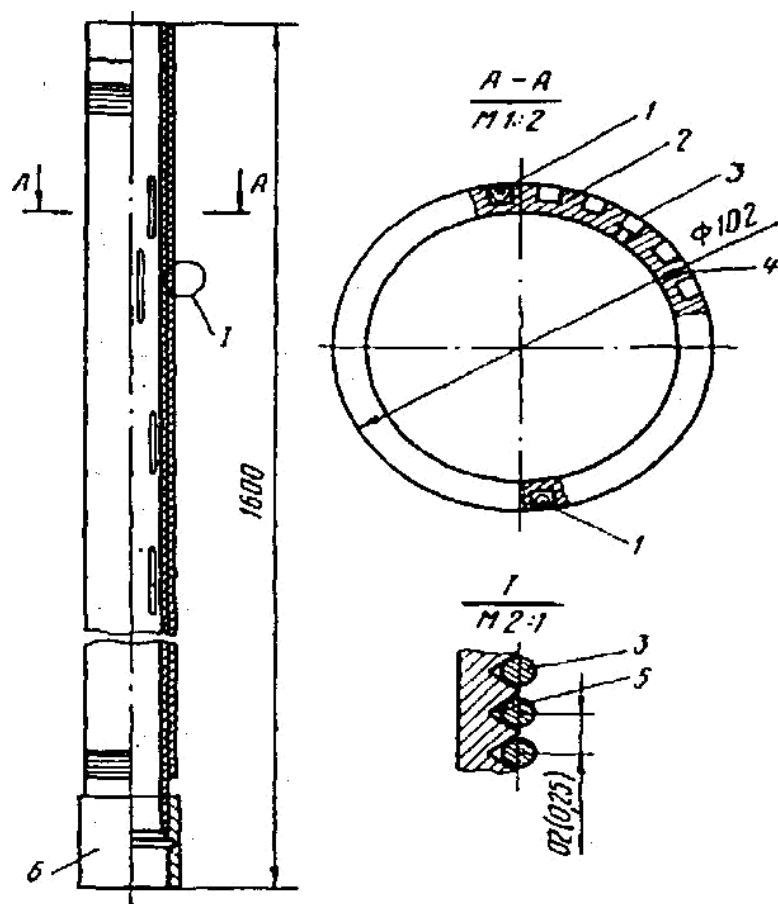


Рисунок 3.11 - Схема компоновки фильтра

Основным элементом компоновки является секция фильтра, состоящая из трубчатого перфорированного силового корпуса. Секция фильтра представлена на рисунке 3.12.



- 1 - два продольных шва замка, выполненных пайкой;
- 2 - стингеры;
- 3- проволоочная набивка;
- 4 - трубчатый перфорированный силовой корпус;
- 5 - резьбовые канавки для укладки с гарантированным зазором проволоочной навивки;
- 6 - соединительная муфта.

Рисунок 3.12 - Секция фильтра проволоочного однослойного

Технология оборудования скважин вставными забойными фильтрами предусматривает операции:

1. Промывку песчаной пробки и шаблонирование эксплуатационной колонны.
2. Установку у нижних отверстий перфорации цементного мост 1-2 метра.

3. Спуск НКТ до середины интервала перфорации и подготовка обвязки устья скважины к закачке в пласт фильтрующего материала (ракушечника).

4. Закачку в пласт по НКТ фильтрующего материала в смеси с нефтью (вязкость 0,2-0,3 Па·с) до давления гидроразрыва пласта (ГРП).

5. Присоединение фильтра к НКТ и спуск его на забой

Проволочные фильтры имеют несложную конструкцию и высокую фильтрующую способность как для хорошо отсортированного песчаника, так и для умеренно отсортированного песчаника.

Применение проволочных фильтров позволяет:

- при соблюдении методики подбора щелевого зазора создать крепкий скелет пласта, а также избежать забивания фильтрующего элемента и существенно увеличить срок эксплуатации колонны скважинных фильтров;
- увеличить производительность работы скважины и отдачу пласта;
- сохранить структуру пласта, предотвратить обвалы, размывание;
- увеличить проницаемость пласта и укрепить структуру пласта;
- осуществлять эффективную фильтрацию флюида;
- снизить износ скважинного оборудования.

Цена проволочного фильтра начинается от 120тыс рублей. По экономической составляющей - это самое выгодное решение.

Еще одним вариантом, рекомендованным к использованию на скважинах Ванкорского месторождения, является сетчатый фильтр. Рассмотрим однослойный сетчатый фильтр.



Рисунок 3.13 - Конструкция однослойного сетчатого фильтра

На базовую трубу намотан дренажный слой сетки с крупными отверстиями для распределения потока. Затем намотан основной фильтрующий элемент. Минимальная ячейка - 50 мкм. Сверху находится защитный кожух. Базовая труба имеет отверстия. К достоинствам таких фильтров относят:

- высокая площадь притока (15-30 %);
- высокая устойчивость к эрозии;

Недостатки:

- сложность изготовления;
- один фильтрующий элемент;
- необходимость образования вокруг фильтра;
- устойчивого каркаса породы;
- трудности с промывкой при заиливании.
- относительная дороговизна данных фильтров: от 4000 до 7000 \$ за 10 м. в зависимости от производителя

И последний из рассматриваемых и предложенных методов, это гравийная набивка в сочетании с фильтром, рассмотрим принцип его работы. Рисунок 3.14 показывает, как устроен данный фильтр.

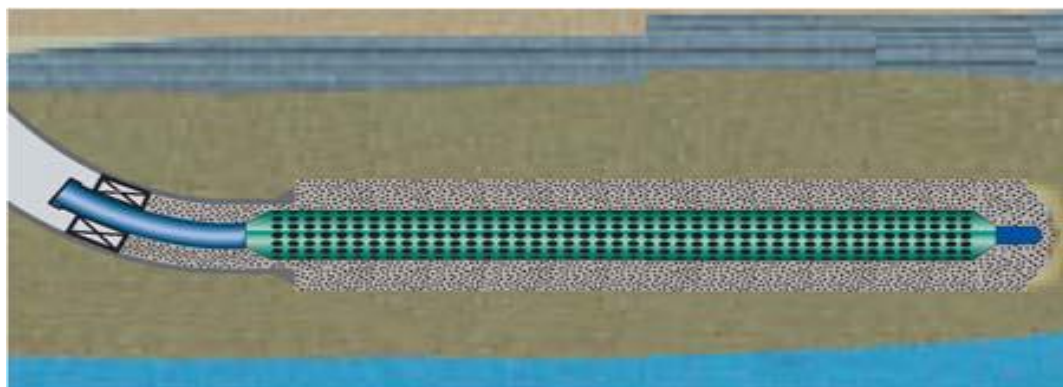


Рисунок 3.14 - Конструкция забоя ГС с использованием фильтра и гравийной набивки

Перед спуском хвостовика забой расширяется. После спуска фильтра в заколонное пространство намывается гравий или другой материал (песок, пропант, ракушечник и т.д.).

Достоинства такого фильтра очевидны, это укрепление стенок скважины, хорошие фильтрующие свойства, высокий коэффициент продуктивности, минимальная скорость движения жидкости.

К недостаткам можно отнести сложность установки гравийной набивки в ГС большой протяженности; очень дорогое решение для скважин большой протяженности, нет возможности последующей селективной изоляции, возможность обрушения породы и засорения фильтров во время намывки, много дополнительного оборудования при установке.

Для оценки влияния гравийного фильтра на продуктивность скважины в качестве критерия принята величина отношения продуктивностей, характеризующая степень совершенства вскрытия продуктивного горизонта.

$$ОП=Qф/Qн=\ln(Rk/Rc)/(\ln(Rk/Rc)+S),$$

где Qф- фактический дебит скважины

Qн-потенциальный дебит скважины

Rk-радиус контура питания скважины, м.

Rc-радиус скважины, м.

S-скин-эффект, который вычисляется по формуле:

$$S=(1/\beta\phi-1)\ln(Rф/Rсф),$$

где Rф-радиус гравийного фильтра

Rсф-радиус скважинного фильтра

$\beta\phi$ -коэффициент восстановления проницаемости гравийного фильтра, определяемый из соотношения:

$$\beta\phi=Kф/Kн ,$$

где Kф, Kн- коэффициенты газопроницаемости гравийного фильтра и соответственно газового коллектора.

Технико-экономическая эффективность результатов внедрения разработанных кварцевых песков при освоении скважин с намывом гравийного фильтра обусловлена:

1. Отсутствием дополнительных затрат на чистку и промывку песчаных пробок.
2. Снижением потерь в суточной добыче газа от проекта разработки в связи с ограничениями по дебиту скважин из-за выноса пластового песка.

Экономическая эффективность от применения кварцевого песка для намыва гравийных фильтров достигается за счет следующего:

1. Исключаются затраты на очистку призабойной зоны пласта промывкой песчаных пробок .
2. Увеличиваются дебиты скважин после установки гравийных фильтров с использованием кварцевого песка.

Годовой экономический эффект от внедрения кварцевого песка для гравийных фильтров рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E} = [(C1-C2) + (Ц-Зуп) Q]A, \text{ где}$$

$C1$ –затраты на очистку от песчаных пробок, $C2$ - стоимость крепления призабойной зоны с установкой гравийного фильтра; $Ц$ - оптовая цена за одну тысячу м^3 газа; $Зуп$ - условно-переменные расходы на одну тысячу м^3 газа; A - объем внедрения скважин,

Q - дебиты скважин после установки гравийных фильтров .

Проведём расчёт для одной скважины, взяв средние значения затрат от пробок и стоимости крепления призабойной зоны с установкой гравийного фильтра. $C1 = ((1200 - 120000) + (130,5 - 39,42) * 1200) = -9504$ тыс руб

Следовательно, данный метод, хоть и высокоэффективный, но нерентабельных в связи с высокой стоимостью установки.

3.4.3 Выводы

Проанализировав гранулометрический и фракционный состав для Долганской и Насоновской свит Ванкорского месторождения, а также рассчитав

значения коэффициентов отсортированности и неоднородности, и проанализировав их по базовой матрице для подбора оптимального заканчивания, выбрали три эффективных метода и сравнили их. В ходе сравнения стало понятно, что не смотря на перспективность и эффективность гравийной набивки, использование данного метода экономически невыгодно в условиях Ванкорского месторождения, использование сетчатого фильтра, возможно, но по своим сравнительным характеристикам также уступает проволочным фильтрам, поэтому оптимальным методом является – использование проволочных фильтров. В экономическом плане проволочный и гравийный фильтры несоизмеримы, т.к. стоимость гравийного с установкой варьируется в пределах 150 млн рублей, а стоимость проволочного от 120 тыс. руб. Так же следует заметить, что для Насоновской свиты характерен хорошо сцементированный песчаник, для которого может быть применён почти любой из методов, и это будет эффективно, поэтому для данной свиты основное значение имеет экономическая составляющая. Для Долганской свиты ситуация обратная, характерен плохо отсортированный песчаник, поэтому для этой свиты, исходя из данных базовой матрицы для подбора оптимальных типов заканчивания рекомендуется применять многослойные сетчатые фильтры и гравийную набивку, но на данном месторождении гравийная набивка будет нерентабельной, поэтому рекомендуется использовать сетчатый фильтр либо проволочный высокого качества.

4 Безопасность и экологичность

Освоение, эксплуатация и ремонты нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей. Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности, которые требуют осуществления постоянного надзора. Компаниям, занимающимся разработкой нефтяных и газовых месторождений необходимо

уделять особое внимание безопасности производства и защите окружающей среды, так как безответственное отношение может привести к серьёзным и порой необратимым последствиям, гибели людей, нарушению устойчивых экосистем. Целью данного раздела дипломной работы является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

В данной работе рассматриваются методы борьбы с механическими примесями на Ванкорском месторождении, что подразумевает работу персонала с фонтанной арматурой (ФА) и скважинным оборудованием. ФА представляет собой комплект устройств, монтируемый на устье скважины для его герметизации, подвески лифтовых колонн и управления потоками продукции скважины.

Фонтанная арматура должна выдерживать большое давление (при полном закрытии фонтанирующей скважины), давать возможность производить замеры давления как в лифтовых трубах, так и на выходе продукции из скважины, позволять выпускать или закачивать газ при освоении скважины. Основным рабочим местом при проведении работ является устье скважины с установленной на нем фонтанной арматурой.

На данном этапе освоения месторождения фонтанная арматура находится на открытом воздухе и не имеет искусственного освещения. Проведение работ операторами ДНГ на не обустроенных кустовых площадках выполняется в светлое время суток при естественном освещении, что является существенным недостатком. Отсутствие освещения ведет к увеличению рисков аварий и производственным травмам.

Оператор ДНГ подвергается воздействию вредных и опасных

производственных факторов, представленных в таблице 4.1 [1].

Таблица 4.1 – Классификация опасных и вредных производственных факторов

Группы опасных факторов	Подгруппы
Физические	повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; недостаточная освещенность; подвижные части производственного оборудования;
Химические	токсические; раздражающие; по пути проникания в организм человека через: органы дыхания;
Психофизиологические	Физические перегрузки

По основному виду экономической деятельности предприятие относится к XXX классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4 % к начисленной оплате труда.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проектируемый объект находится в Туруханском районе Красноярского края, который относится к климатическому региону Ib (IV) со средней температурой воздуха зимних месяцев -41 °С и средней скоростью ветра из наиболее вероятных величин - 1,3 м/с. [11] Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе -26°С, самая низкая температура достигает -57°С. Мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных

участках – до одного метра, в оврагах, распадках – до 3,0 м. Лето умеренно теплое. Преобладающая температура воздуха в июле +16°C. [11]

Особенностью условий труда персонала является работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями по территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Температура воздуха в производственных помещениях поддерживается на уровне +16-22°C в холодный и переходной период года, +18-25°C в тёплый период года. Влажность воздуха при этом составляет 30-60%, скорость его движения 0,2-0,7 м/с.

Температурно-влажностный режим воздуха в рабочей зоне оператора ДНГ определяется погодными условиями и временем года. В зимний период температура в рабочей зоне снижается до -55°C, в летний период достигает +30 °C. Температура при выполнении работ в АГЗУ, ВРП, КС, ДНС поддерживается на комфортном уровне 18-22 °C.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательных, административно-бытовых и рабочих помещений рекомендуется использовать системы отопления и вентиляции. В зимний период используются электрические обогреватели. Из-за большого количества утечек газа, происходящих во время сепарации нефти и замера дебита скважины, помещение АГЗУ рекомендуется оснащать системой вентиляции.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе 1б – процесс, вызывающий загрязнение тела и рук. [18] Для персонала предусматриваем санитарно-бытовые помещения.

Размеры земельных участков для нефтяных и газовых скважин, отводимых во временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин равны

0,36 га. Ширина полос земель для подземных трубопроводов и дорог 6 м. Площадка расчищается от леса, кустарника, травы и выравнивается в радиусе не менее 25 м. На рабочей площадке предусмотрены проходы для удобства обслуживания и ремонта оборудования. Ширина такого прохода между агрегатами составляет 0,85 м [18].

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений устанавливают оптимальные и допустимые нормы микроклимата в зависимости от периода года и категории работ по уровню энергозатрат [18]. Персонал работает в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин). Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до -50°C) и высокой влажностью (летом до 95%) большую роль играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимой нормы) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организмом, что сковывает движения.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего. При работе в летнее время при высокой температуре (до $+50^{\circ}\text{C}$) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Кусты скважин, как правило, засыпаются песком, поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Весь рабочий персонал, участвующий в эксплуатации скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. [17]

Содержание паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК. [5] Работы в загазованной зоне проводятся в противогазах.

Предельно допустимая концентрация вредного вещества в воздухе рабочей зоны (ПДК) – это такая концентрация, которая при ежедневной работе (кроме выходных дней) в течение 8 часов в смену и не более 40 часов в неделю не вызывает у работающего каких-либо заболеваний или отклонений от нормы в состоянии здоровья.

Шумы способны вызвать полную или частичную потерю слуха, глубокое расстройство нервной системы, стимулируют сердечно-сосудистые, желудочно-кишечные и другие заболевания.

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин уровень шума не превышает нормы.

Добывающие скважины должны работать круглосуточно в течение всего периода эксплуатации месторождения, поэтому необходимо обеспечить освещение рабочего места в соответствии с нормами.

Нормы освещенности устья скважины установлены представлены в таблице 4.2 [15].

Таблица 4.2 – Нормы освещенности

Рабочее место	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение	
		Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочее место у устья скважины	V	75	75

Для освещения производственных площадок, неотапливаемых помещений, проездов применяют газоразрядные источники света. При освещении площадки газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не превышает 20%. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты площадки [15].

На открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- или пожароопасные смеси (внезапный выброс нефти или газа), светильники имеют взрывозащитное, пылезащитное исполнение (светильники оборудуются стеклянными колпаками с резиновыми прокладками, защищающими от пыли и т.п.).

Для освещения площадки выберем к установке четыре прожекторных вышки, расположенных по углам площадки. С учетом нормативных рекомендаций по источникам света принимаем к установке прожектора типа ПЗС-45 с дуговыми ртутными лампами типа ДРЛ-700 [15].

Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности, приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Максимальная сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Нормативная освещенность площадки скважины составляет $E_n = 75$ лк. В результате выполненных расчетов принимаем к установке 16 прожекторов, по 4 прожектора на каждой мачте. Минимальная высота установки прожекторов на мачтах составляет 10 м.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При фонтанной и механизированной добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ при эксплуатации скважин представлены в таблице 4.4 [5].

Таблица 4.4 – ПДК вредных веществ

Вещества	Объем, мг/м ³	Класс опасности
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂	4	4
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ —C ₅	3	4
Углекислый газ	9000	4
Углеводороды C ₁ —C ₁₀	300	3
Хлор	0,1	2

При применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи используются химические вещества, которые, попадая в воздух рабочих помещений, могут оказывать неблагоприятное воздействие на здоровье и нормальную жизнедеятельность организма.

Работы на кустовых площадках (ограниченных территориях) с высокой концентрацией опасных производственных объектов должны осуществляться в соответствии с порядком, установленным Ростехнадзором.

Против поражения электрическим током принимают следующие технические защитные меры: защитное заземление, взрывозащитное исполнение оборудования, защитное отключение.

Широкое применение в отраслях нефтедобывающего комплекса получили средства индивидуальной защиты для электрообслуживающего персонала (спецобувь, спец. перчатки).

На основании расчета защитного заземления для подстанции, питающей электрооборудование на кустовой площадке, определяем необходимое количество вертикальных заземлителей $n = 10$ шт.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Iг [2].

Основными причинами пожара являются негерметичность оборудования и нарушение технологического процесса переработки углеводородов, вследствие которых происходит утечка газообразных углеводородов, образующих легковоспламеняющуюся смесь с воздухом, способную привести к взрыву.

Мероприятия по повышению взрывобезопасности:

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Iа, В-Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси. Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 4.5. [2,12]

Таблица 4.5 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво- и пожароопасности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниезащиты по РД 08-200-98
Устье скважины	В-Iг	ПА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Iг	ПА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Iг	ПА-ТЗ	2
В-Iг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; П-III – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ПА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.			

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается. Проведение огнеопасных работ во взрывоопасных зонах производится только при наличии нарядов-допусков на проведение этих работ, утверждаемых главным инженером предприятия.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами, работоспособность, которых поддерживается на протяжении всего периода эксплуатации скважины. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию кустовой площадки очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов. По периметру площадки необходимо иметь минерализованную полосу шириной не менее 1,4 м.

Каждая кустовая площадка должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, представленными в таблице 4.6 [3,10].

Таблица 4.6 – Первичные средства пожаротушения

Место установки	Средство пожаротушения, шт								
	Огнетушитель ОУ-5П	Огнетушитель ОУП-10	Ящик с песком, 0,5 м ³	Лом пожарный	Лопата	Топор пожарный	Багор пожарный	Ведро пожарное	Щит пожарный
Рабочая площадка, устье скважины	2	-	1	1	2	1	1	2	1

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель с нанесенными буквенным индексом ПГ, цифровыми значениями расстояния в метрах от указателя до гидранта и внутренним диаметром трубопровода в миллиметрах. Пожарные гидранты, не реже чем через 6 месяцев, подвергаются техническому обслуживанию и проверяются на работоспособность посредством спуска воды с регистрацией результатов проверки в специальном журнале [3].

Хранение материалов и химреагентов осуществляется согласно нормативным требованиям [3].

Для обеспечения пожаробезопасности на скважине запрещается: загромождать проходы к установкам и средствам пожаротушения, загромождать проходы между установками и оборудованием, оставлять разлитые нефтепродукты, химреагенты, оставлять промасленную спецодежду и обтирочный материал у рабочих мест, использовать бензин или другие легковоспламеняющиеся жидкости для протирки оборудования, электромеханизмов и в бытовых целях.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В процессе производства работ могут произойти следующие аварийные ситуации: категорические отказы на внутриплощадочных трубопроводах вследствие коррозии металла и воздействия низких температур; преждевременный выход из строя оборудования фонтанной арматуры скважин, АГЗУ, БМА из-за старения, коррозии металла, повышения давления в системе выше максимально допустимого и воздействия низких температур; разрушение фонтанной арматуры из-за наезда спецтехники, агрегатов, производящих работы на территории кустовой площадки, из-за стихийных бедствий и др.; загорания на территории кустовой площадки скважин, в производственных помещениях по причине неосторожного обращения с огнем; отключение

электроэнергии; нефтегазоводопроявление и открытый фонтан на скважине.

Первоочередные действия обслуживающего персонала по ликвидации возможных аварийных ситуаций и спасению людей описаны в плане ликвидации возможных аварий (ПЛА).

Поражающими факторами, возникающими в результате возможных ЧС, являются:

- струя жидкости, выходящая из поврежденного трубопровода, находящегося под высоким давлением.
- возгорание или взрыв в производственных помещениях.
- скопление сероводорода в местах негерметичности оборудования.
- открытое фонтанирование (с возгоранием) – самая опасная ЧС.

Автоматическая групповая замерная установка предназначена для постоянного измерения текущих расходных параметров скважин на кустовой площадке, расположена на безопасном расстоянии от других производственных объектов.

Общая численность операторов ЦДНГ на Ванкорском НГМ составляет 20 человек (на вахту).

Каждый оператор ДНГ оснащен средствами индивидуальной защиты: защитные очки, перчатки, рабочая одежда, защитная маска с фильтром, защитный шлем, обувь с металлическим подноском.

4.7 Экологичность проекта

Природоохранные мероприятия при эксплуатации Ванкорского месторождения направлены на решение следующих основных задач:

предупреждение загрязнения недр, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных (бальнеологических) вод нефтью, промышленными стоками и вредными отходами;

недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты;

- недопущение вредного влияния работ на сохранность запасов полезных ископаемых;
- разработка и соблюдение технологий, обеспечивающих сохранение криолитозоны в естественном состоянии;
- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Ванкорского месторождения предусматривается:

- закачка большей части (90 %) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10 %) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключаящих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

При строгом соблюдении всех правил промышленной безопасности и охраны труда, а также при внедрении предложенных в данном проекте решений, риск возникновения опасных и аварийных ситуаций на Ванкорском месторождении становится минимальным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы являлось: изучить методы борьбы с механическими примесями на Ванкорском нефтегазовом участке и выбрать оптимальный.

В соответствии с заданием был выполнен следующий перечень работ:

- сбор геолого-геофизической информации;
- количественная обработка материалов ГИС;
- выбор, обоснование и построение геологических моделей объектов подсчета и прироста запасов углеводорода;
- обоснование подсчётных параметров;
- выполнение оперативного подсчета запасов углеводородного сырья;
- оформление графических приложений;
- подготовка отчетной документации по оперативному подсчету запасов.

Был произведён анализ каждого из методов борьбы с механическими примесями, проведено подробное сравнение эффективности самых востребованных и распространённых методов. Выбор оптимального варианта был произведён на основании таких параметров как: эффективность, срок службы, совместимость с рассматриваемым месторождением, экономическая составляющая.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка

АСПО-асфальтосмолопарафиновые отложения

БК - боковой каротаж

БКЗ - боковое каротажное зондирование

ВНЗ - водонефтяная зона

ВНК - водонефтяной контакт

ГГК – гамма-гамма каротаж

ГК - гамма-каротаж

ГКЗ РФ-государственная комиссия по запасам полезных ископаемых РФ

ГИС - геофизические исследования скважин

ГС-горизонтальная скважина

ГРП - гидроразрыв пласта

ГУ - гласное управление

ЗВ - загрязняющие вещества

КВД – кривая восстановления давления

КВЧ-коллоидно-взвешенные частицы

КИН - коэффициент извлечения нефти

ПДК - предельно-допустимые концентрации

ППД - поддержание пластового давления ППУ - передвижная паровая установка

ПС - метод самопроизвольной поляризации РВС - резервуар вертикальный
стальной

ФОН-фонд фонтанирующих скважин

УЭЦН-установка электроцентробежного насоса

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы – Введен 01.01.1976 - Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002г, 20с.
2. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность – Введен 01.07.1992 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2005г, 18с.
3. ГОСТ 12.1.011-78 Система стандартов безопасности труда. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний – Введен 01.07.1979 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2005г, 15с.
4. ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание – Введен 01.02.1985 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2005г, 10с.
5. ГОСТ 30494-96 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях: Введен 06.01.1999 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2005г, 8с.
6. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г
7. Гиладев Г.Г., Бурштейн М.А., Вартумян Г.Т., Кошелев А.Т. Вопросы теории и практики ограничения пескопроявлений в нефтедобывающих и водозаборных скважинах-Краснодар: Советская Кубань, 2004-224 с.
8. Данные с Ванкорского месторождения, полученные в ходе прохождения преддипломной практики.
9. Защита от механических примесей// Новомет. – Режим доступа: <https://www.novomet.ru/rus/products/smart-solutions/solids/>
10. Инструкция АО «Ванкорнефть» по промышленной безопасности и охране труда при работе с химическими веществами в химико-аналитической лаборатории.

11. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть.

12. Мусияченко Е.В., Минкин А.Н., «Безопасность жизнедеятельности» Учебно-методическое пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы-Красноярск, СФУ, 2016.

13. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.

14. Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная Практика» -ООО «Издательство «Энерджи Пресс», Москва, 2012.

15. СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение: Введен 27.06.1979 – Москва: СТРОЙИЗДАТ, 1980г, 40с.

16.СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания: Введен 01.04.1989, Москва: Госстрой 1987г, 20с.

17.СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ: Введен 11.06.2003, Москва: Министерство здравоохранения РФ, 2003г, 25с.

18. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств: Введен 26.11.2003, Москва: Минюст РФ, 2003г, 23с.

19. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".